

**INTEGRASI SEISMIK INVERSI AKUSTIK IMPEDANCE  
(AI) DAN ELASTIC IMPEDANCE (EI) UNTUK  
KARAKTERISASI RESERVOIR, STUDI KASUS:  
LAPANGAN MUON**

**Nama mahasiswa : Intan Andriani Putri**  
**NRP : 1110 100 062**  
**Jurusan : Fisika – FMIPA ITS**  
**Pembimbing : Prof.Dr.rer.nat. Bagus Jaya Santosa., S.U**

**Abstrak**

*Penelitian ini memaparkan aplikasi metoda inversi Acoustic Impedance (AI) dan Elastic Impedance (EI) pada data seismik 3D di lapangan Muon , formasi Air Benakat sub-basin Jambi. Data sumur yang digunakan sebanyak dua belas sumur yang terdiri dari enam sumur vertikal dan enam sumur miring. Inversi AI dilakukan untuk mengetahui persebaran lapisan poros. Inversi EI yang memasukan komponen  $V_s$  dan sudut digunakan mendeteksi keberadaan hidrokarbon. Inversi AI dan EI dilakukan dengan metode Model Based Hard Constrain. Hasil crossplot antara log AI dan  $V_{clay}$  menunjukan zona target memiliki nilai AI lebih tinggi dari shale yang diakibatkan tingginya sementasi. Dari kelima zona target, hanya tiga zona yang dapat dipisahkan berdasarkan nilai AI (TG\_1; TG\_2; dan TG\_3). Masing-masing zona memiliki cutoff AI yang berbeda. Lapisan TG\_4 dan TG\_5 tidak dapat dipisahkan karena memiliki nilai AI yang overlap dengan lapisan shale. Selain crossplot antara log AI dan  $V_{clay}$ , dilakukan juga crossplot antara log AI dan density-porosity untuk mendapatkan persamaan linearanya. Persamaan linier antara log Density-Porosity dengan AI digunakan untuk memprediksi volume porositas dari volume AI hasil inversi. Karena ketiga zona target memiliki nilai cutoff AI yang berbeda, crossplotpun dilakukan untuk masing-masing zona. Persamaan empiris Castagna digunakan untuk estimasi kecepatan gelombang-S ( $V_s$ ). Karena persamaan tersebut hanya valid dalam keadaan tersaturasi air 100%, maka dilakukan FRM menggunakan*

*persamaan Biot-Gassmann untuk mendapatkan  $V_s$  dalam kondisi sebenarnya. Berdasarkan analisa trend amplitude ditentukan rentang sudut nilai EI near dan far sebesar  $0^0$ - $14^0$  dan  $12^0$ - $22^0$ . EI far akan mengalami penurunan yang lebih drastis dari EI near dengan keberadaan hidrokarbon, sehingga crossplot EI near dan far memberikan indikasi keberadaan hidrokarbon. Analisa terintegrasi hasil inversi AI dan EI menunjukan beberapa zona prospektif yang poros dan menunjukan adanya hidrokarbon pada lapangan Moun.*

***Kata kunci : Inversi AI, inversi EI, zona poros, hidrokarbon***

# INTEGRATION OF SEISMIC INVERSION ACOUSTIC IMPEDANCE (AI) AND ELASTIC IMPEDANCE (EI) TO CHARACTERIZE RESERVOIR, A CASE STUDY : MUON FIELD

**Name** : Intan Andriani Putri  
**Student ID** : 1110 100 062  
**Department** : Fisika – FMIPA ITS  
**Advisor** : Prof.Dr.rer.nat. Bagus Jaya Santosa., S.U

## Abstract

*This research describe the application of acoustic impedance (AI) and elastic impedance (EI) seismic inversion to 3D seismic data in Muon field, Air Benakat formation Jambi sub-basin. There were twelve well log data used which consist six deviated well and six vertical well. AI inversion has been done in order to find porous zone. EI inversion which consider  $V_s$  and angle component has been done to detect presence of hydrocarbon. Model Based Hard Constrain method used in either AI or EI inversion. Crossplot between AI and  $V_{clay}$  log show that target zones have a higher AI value than it's shale. The high AI value may were caused by high cementation. Only three from five zones which could be separated from the shale based on it's AI value (TG\_1; TG\_2; and TG\_3). Each of them has a different cotoff value of AI. Neither TG\_4 nor TG\_5 could not be separated from the shale because the AI value were overlap. Beside it, the crossplot have also been done between AI and density-porosity log to aim linear equation. Linear equation between Density-Porosity log and AI log were used to predict porosity volume from AI inversion result. Because the target zones has a different AI's cutoff value, the crossplot has been done for each zones. Castagna empirical relation were used to estimate shear wave velocity ( $V_s$ ). Because the Castagna equation only valid in 100% water saturated, Fluid Replacement Modelling (FRM) were used to aim  $V_s$  in real condition. Based on amplitude trend analysis range of near and far angle were determined. The range of near*

*EI was  $0^{\circ}$ - $14^{\circ}$  and  $12^{\circ}$ - $22^{\circ}$  for far EI. Target zones had a different AI cutoff. Crossplot between near and far EI gave indication of hydrocarbon presence. Integrated analysis from AI and EI result gave some prospective zone which contain hydrocarbon in Muon field.*

**Keywords : AI Inversion, EI Inversion, porous zone, hydrocarbon**

## BAB II GEOLOGI REGIONAL

### 2.1 Geologi Regional

Lokasi penelitian terletak di Provinsi Jambi, yang termasuk cekungan Sumatra Selatan. Cekungan Sumatra Selatan termasuk tiga cekungan utama di pulau Sumatra bersama dengan cekungan Sumatra Tengah, dan cekungan Sumatra Utara.

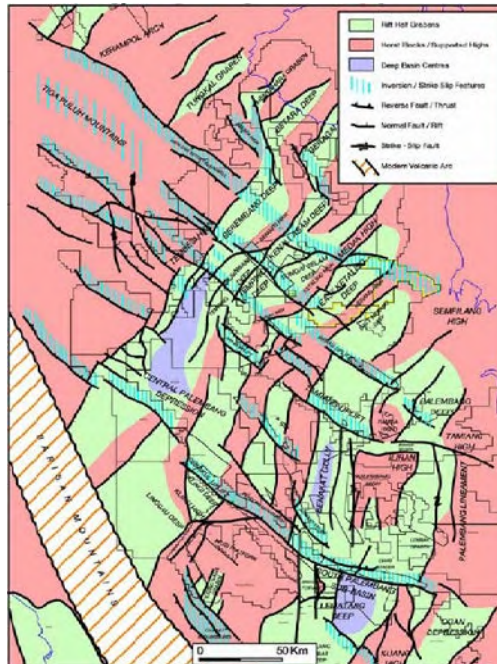


**Gambar 2.1.** Lokasi penelitian yang merupakan Blok A lapangan Muon, Provinsi Jambi.

Secara fisiografis, cekungan Sumatra Selatan merupakan cekungan tersier yang mempunyai arah Barat Laut – Tenggara, yang dibatasi sesar Semangko dan Bukit Barisan di sebelah Barat Daya, Paparan Sunda di sebelah Timur Laut, Tinggian Lampung di sebelah Tenggara yang memisahkan cekungan tersebut dengan cekungan Sunda, serta pegunungan Tiga Puluh dan pegunungan Dua Belas yang memisahkan cekungan Sumatra Selatan dengan cekungan Sumatra Tengah.

Cekungan Sumatra Selatan merupakan hasil dari tiga rangkaian utama proses tektonik. Menurut Longley, 1997 (dalam Ginger dan Fielding, 2005), tiga rangkaian utama dari *event* tektonik yang mengontrol sejarah struktur geologi daerah cekungan Sumatra Selatan adalah fase *Syn-Rift Megasequence*

(*Eocene-Oligocene* awal), fase *Post-Rift Megasequence*, dan fase *Syn-Orogenic*.



Gambar 2.2. Struktur geologi pada Cekungan Sumatra Selatan, menunjukkan era Eo-Oligocene yang berarah Barat Laut-Barat Daya (Ginger dan Fielding, 2005)

Fase pertama yaitu fase ekstensional yang merupakan hasil dari penunjaman lempeng India-Australia, yang bergerak ke arah utara hingga timur laut terhadap lempeng Eurasia yang relatif diam. Ekstensi ini menghasilkan terbukanya sejumlah *half-grabens*. Pada awalnya, gerak-gerak ekstensi muncul berarah Timur-Barat membentuk *graben* dan *horst* dengan arah umum Utara-Selatan, akan tetapi arah *graben* berubah menjadi Timur Laut-Barat Daya akibat berputarnya Sumatra Selatan sebesar 15° searah jarum jam (Hall, 1955)

Fase kedua terjadi sekitar 29 – 5 juta tahun yang lalu, dimana gerak-gerak ekstensi berhenti dan dimulainya fase pengendapan. Fase *transgresi* terjadi dalam kurun waktu yang relatif lama menggenangi sebagian besar dari luas cekungan Sumatra Selatan. Proses *transgresi* yang panjang ini terjadi akibat tingginya laju *subsidence* dan naiknya permukaan air laut relatif. Penurunan laju *subsidence* dan/atau naiknya pasokan sedimen sekitar 16 – 5 juta tahun yang lalu menyebabkan mulai terjadinya proses *regresi* (Ginger dan Fielding, 2005)

Pada fase ketiga, terjadi pengangkatan pegunungan Bukit Barisan yang menghasilkan sesar mendatar Semangko yang berada di sepanjang pegunungan Bukit Barisan. Sesar-sesar yang baru terbentuk di daerah ini mempunyai perkembangan hampir sejajar dengan sesar Semangko, dengan arah Barat Laut-Tenggara dan Timur Laut-Barat Daya. Adanya sesar dan lipatan menjadikan sejumlah hidrokarbon terperangkap sampai sekarang. Struktur – struktur inilah yang menjadi elemen penting dalam terbentuknya sejarah cekungan Sumatra Selatan (Ginger and Fielding, 2005)

## **2.2. Stratigrafi regional**

Dari bawah ke atas, urutan sedimentasi cekungan Sumatra Selatan yaitu:

### **1. *Pre-and Early Tertiary* Basement**

Terdiri dari batuan kompleks yang tersusun atas batuan beku, batuan metamorf, dan sedimen. Batuan paling tua yaitu granit dan batuan metasedimen yang merupakan bagian dari sub-lempeng *Malacca*, yang terdapat di sepanjang Utara dan Timur cekungan. Pada bagian selatan terdapat sub-lempeng *Mergui* dengan tingkat fragmentasi lebih rendah sehingga batuan terdeformasi penuh. Batuan yang tersisa secara umum adalah granit, batuan vulkanik, dan batuan metamorf.

2. *Eocene* Akhir sampai *Oligocene* Tengah (Formasi Lemat/Lahat)

Proses deposisi di cekungan Sumatra Selatan dimulai pada *Eocene* sampai awal *Oligocene* (De Coster, 1974). Dari hasil bor, formasi ini terbagi menjadi dua yaitu anggota Kikim yang terdiri dari *tuff*, klastik kasar, konglomerat yang terendapkan pada lingkungan *alluvial fan*, dan anggota Benakat yang terdiri dari *shale*, *siltstone*, *sandstone*, dan batu bara yang terendapkan pada lingkungan pengendapan *lacustrine*. Anggota Kikim terbentuk lebih dulu dari Benakat.

3. *Oligocene* Akhir sampai *Miocene* Awal (Formasi Talang Akar)

Selama fase ekstensi sampai berhenti, evolusi tektonik mengakibatkan berubahnya lingkungan pengendapan pada formasi Talang Akar. Berawal dari lingkungan *fluvatile* yang berisi konglomerat, *sandstone*, *shale*, dan sisipan batu bara. Proses ini biasa disebut dengan bagian formasi Talang Akar Bawah. Kemudian berubah menjadi lingkungan pengendapan *deltaic*, dimana awalnya merupakan laut dangkal sampai transisi berubah menjadi laut dalam. Hal ini mengakibatkan perubahan pengendapan yang didominasi oleh perselingan *sandstone* dan *shale*.

4. *Miocene* Awal (Formasi Batu Raja)

Naiknya muka air laut berlanjut pada *Miocene* Awal dengan *shale* laut dalam yang terendapkan pada daerah *graben*. Di bagian Timur cekungan Sumatra Selatan memiliki lingkungan pengendapan berjenis laut dangkal. Pada bagian inilah satuan karbonat terendapkan dengan batu lanau. Satuan karbonat ini berkembang sebagai *reef koral* yang tebal pada struktur tinggian. Reservoir karbonat dengan kualitas bagus terletak pada bagian Selatan dari cekungan, dan seiring berkurang ke Utara. Akibatnya di bagian Utara terdapat lebih banyak sedimentasi dengan fosil.

5. *Miocene* Awal sampai *Miocene* Tengah (Formasi Gumai)

Proses kenaikan air laut yang masih berlanjut pada *Miocene* Awal menghasilkan endapan laut dalam dari *shale*,



*siltstone*, dan *sandstone* atau biasa disebut dengan Formasi Gumai. Formasi ini dicirikan dengan langkanya endapan karbonat pada daerah tinggian. Selama puncak dari proses *transgresi*, lingkungan pengendapan menjadi laut terbuka yang didominasi oleh serpih *glauconitic* pada sebagian besar area cekungan yang mana menjadi regional *sealrock* untuk cekungan Sumatra Selatan.

6. *Miocene* Tengah (Formasi Air Benakat)

Lingkungan pengendapan laut dalam yang terjadi pada *Miocene* Awal perlahan berubah menjadi laut dangkal dan transisi. Reservoir batu pasir dari laut dangkal dengan kualitas tinggi terbentuk di formasi ini dan tersebar luas di cekungan Sumatra Selatan. Adanya aktivitas dari pegunungan Barisan mengakibatkan batu pasir bercampur dengan *tuff* sehingga banyak reservoir yang berupa degradasi dari batu pasir dan *tuff*.

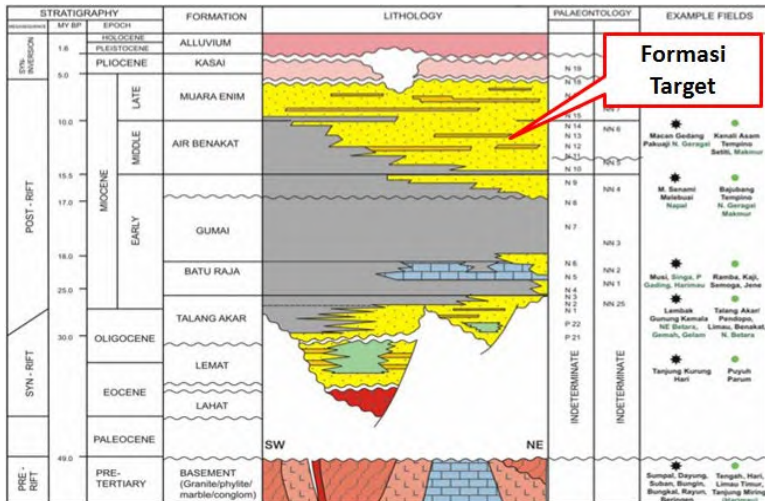
7. *Miocene* Akhir (Formasi Muara Enim)

Pada era *Miocene* Akhir, fase regresi mengalami tahap akhir. Lingkungan pengendapan bersifat laut dangkal, paludal, daratan delta, dan *non-marine*. Formasi ini terdiri dari batu pasir, batu lanau, dan batu bara. Aktivitas vulkanik dari pegunungan Barisan membuat batu pasir pada formasi ini mengandung *debris* vulkanik.

8. *Plio-Pleistocene* (Formasi Kasai)

Selama era *Pliocene*, aktivitas vulkanik dari pegunungan Barisan mencapai puncaknya dan mengakibatkan komponen vulkaniklastik banyak dijumpai. Batuan terdiri dari batu pasir tufan dan tefra liolitik di bagian bawah; *tuff punice* kayakuarsa, batu pasir, konglomerat, *tuff* pasir dengan lensa rudit mengandung *pumice* dan *tuff* berwarna abu-bau kekuningan di bagian atas. Fasies pengendapannya adalah *fluvial* dan *alluvial fan*.

Berikut adalah gambar kronostratigrafi yang secara umum membentuk cekungan Sumatra Selatan.



Gambar 2.3. Urutan sedimentasi pada cekungan Sumatra Selatan (Ginger dan Fielding, 2005)

## **BAB III**

### **TINJAUAN PUSTAKA**

#### **3.1 Gelombang Seismik**

Gelombang seismik merupakan gelombang mekanik yang menyalurkan energi menembus lapisan-lapisan bumi. Gelombang seismik biasanya disebut gelombang elastik yang mengakibatkan perubahan bentuk pada material dimana gelombang tersebut merambat. Perubahan bentuk tersebut disebabkan oleh adanya tegangan dan dilatasi yang silih berganti ketika partikel-partikel di dalam material bergerak saling mendekati dan menjauhi sebagai respon dari gaya-gaya yang diasosiasikan sebagai gelombang yang merambat di dalam material tersebut.

Kecepatan penjalaran gelombang seismik ditentukan oleh karakteristik lapisan bawah tanah dimana gelombang tersebut menjalar yang diakibatkan oleh beberapa faktor, yaitu konfigurasi susunan mineral, rekahan, pori-pori, lapisan atau konfigurasi kristal dalam suatu mineral. Kecepatan gelombang seismik ditinjau dari segi lapisan yang dilaluinya, dipengaruhi oleh rigiditas (kekakuan) dan kerapatan lapisan bawah tanah sebagai medium bagi penjalaran gelombang. Dilihat dari segi penjalaran gelombang seismiknya, gelombang seismik dapat direfleksikan atau direfraksikan pada bidang batas dua lapisan yang berbeda densitasnya, kondisi demikian mempengaruhi pola gelombang seismik. Gelombang seismik terdiri atas dua jenis, yaitu gelombang badan (*body wave*) dan gelombang permukaan (*surface wave*).

Gelombang badan terdiri dari dua macam, yaitu:

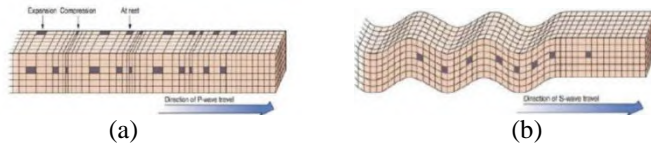
1. *P-wave* atau gelombang primer

Gelombang ini adalah gelombang longitudinal, sehingga arah pergerakan partikel searah dengan arah rambat gelombang.

2. *S-wave* atau gelombang sekunder

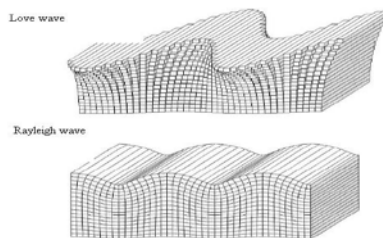
Gelombang ini adalah gelombang transversal, sehingga arah pergerakan partikel tegak lurus dengan arah rambat gelombang. Kecepatan gelombang S lebih kecil daripada

gelombang P. Gelombang S akan merubah bentuk batuan tanpa merubah densitas.



Gambar 3.1. Penjalaran gelombang P (a) dan gelombang S (b) pada suatu medium

Gelombang permukaan adalah gelombang yang merambat di permukaan bumi (hingga ke dalam yang setara dengan panjang gelombangnya) dan mempunyai frekuensi lebih rendah dari gelombang badan sehingga bersifat merusak. Gelombang permukaan meliputi gelombang *Rayleigh* dan gelombang *Love*.



Gambar 3.2. Gelombang *Love* (atas) dan gelombang *Rayleigh* (bawah)

Pada umumnya gelombang P akan terekam lebih dahulu daripada gelombang S, karena gelombang P memiliki kecepatan yang lebih besar daripada gelombang S. Gelombang P dapat merambat melalui medium padat dan cair, sedangkan gelombang S hanya dapat merambat pada medium padat. Hal ini karena nilai *modulus rigiditas* pada gelombang S umumnya akan bernilai nol jika melalui fluida.

$$V_p = \sqrt{\frac{k + \frac{4}{3}\mu}{\rho}} \dots\dots\dots(3.1)$$

$$V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \dots\dots\dots(3.2)$$

dimana  $V_p$  adalah kecepatan gelombang P,  $V_s$  adalah kecepatan gelombang S,  $\mu$  adalah *modulus rigiditas*,  $k$  adalah *modulus bulk*, dan  $\rho$  adalah densitas.

### 3.2 Trace Seismik

Model dasar seismik satu dimensi mengacu pada model konvolusi yang menyatakan bahwa setiap *trace* merupakan hasil konvolusi sederhana dari reflektivitas bumi dengan fungsi sumber seismik ditambah dengan noise (Russell, 1988). Secara matematis yaitu:

$$S(t) = W(t) * r(t) + n(t) \dots\dots\dots(3.3)$$

dimana:

$S(t)$  = *trace* seismik

$W(t)$  = *wavelet* seismik

$n(t)$  = *noise*

$r(t)$  = reflektivitas bumi

### 3.3 Wavelet

*Wavelet* atau sering disebut juga sinyal seismik transient merupakan kumpulan dari sejumlah gelombang seismik yang mempunyai amplitudo, frekuensi dan *phase* tertentu. Berdasarkan konsentrasi energinya *wavelet* dapat dibagi atas beberapa jenis (Sismanto, 1996 a):

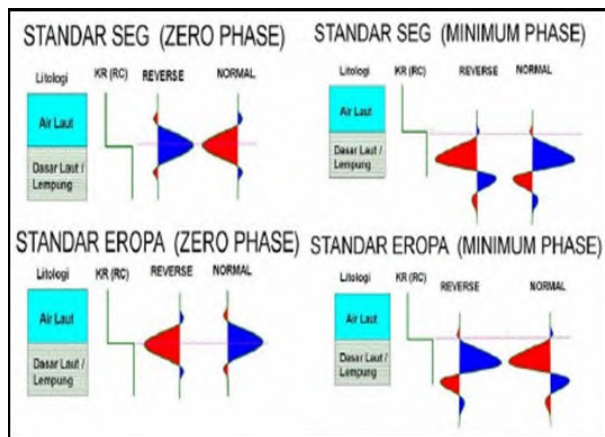
1. *Zero phase*, yaitu *wavelet* berfase nol (disebut juga *wavelet* simetris), yaitu *wavelet* yang energinya terpusat pada titik nol

(*peak* pada batas AI). *Wavelet* jenis ini mempunyai nilai resolusi maksimum dibanding *wavelet* jenis yang lain.

2. *Minimum phase*, yaitu *wavelet* yang pemusatan energinya terjadi pada bagian depan dari *wavelet* (muka gelombang), sedekat mungkin dengan titik referensi sama dengan nol ( $t=0$ ) dan tidak memiliki energi sebelum  $t=0$
3. *Maksimum phase*, yaitu *wavelet* yang memiliki pemusatan energi maksimal pada di bagian akhir dari *wavelet*.
4. *Mix phase*, adalah *wavelet* yang tidak terjadi pemusatan energi baik di bagian awal atau akhir dari *wavelet*.

### 3.4 Polaritas

Polaritas adalah defleksi koefisien refleksi yang ditandai dengan nilai positif dan negatif. Terdapat dua pendekatan bentuk polaritas yang berbeda yaitu polaritas *normal* dan *reverse*. Saat ini terdapat 2 standar polaritas yang dipakai dalam interpretasi seismik yaitu standar SEG dan standar eropa dan nilai keduanya berkebalikan.



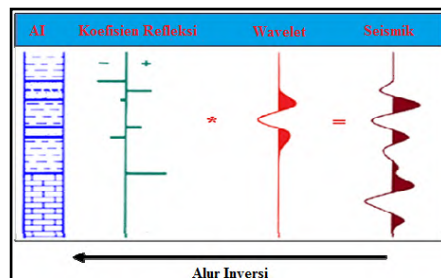
Gambar 3.3. Polaritas (*normal* dan *reverse*) bentuk *wavelet* zero phase dan *minimum phase*

### 3.5 Karakterisasi Reservoir

Karakterisasi reservoir dapat didefinisikan sebagai suatu proses untuk menggambarkan secara kualitatif dan kuantitatif karakter reservoir menggunakan semua data yang ada (Sukmono, 2002). Data yang digunakan adalah data seismik, *well log*, dan data reservoir. Apabila seismik menjadi data utama, maka proses karakterisasi disebut *seismic reservoir analysis*. *Seismic reservoir analysis* dibagi menjadi tiga bagian yaitu delineasi, deskripsi, dan *reservoir monitoring*. Delineasi diartikan sebagai usaha untuk mendelineasi geometri reservoir termasuk sesar dan perubahan fasies yang mempengaruhi produksi. Deskripsi reservoir adalah usaha untuk mendapatkan nilai besaran fisik batuan seperti porositas, permeabilitas, saturasi air, fluida pori, dsb. Sedangkan *reservoir monitoring* adalah pengamatan perubahan besaran fisik batuan berdasarkan perubahan respon seismik selama proses produksi hidrokarbon.

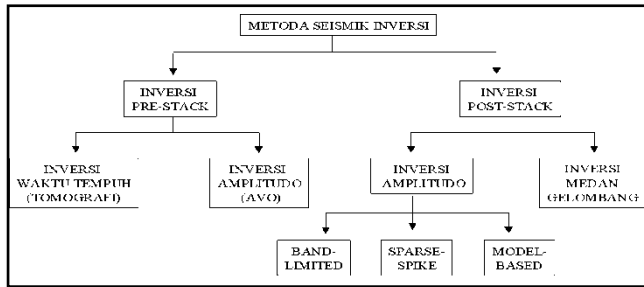
### 3.6 Seismik Inversi

Secara umum inversi seismik adalah suatu teknik untuk mendapatkan model geologi bawah permukaan dari data seismik yang ada dengan data sumur sebagai pengontrolnya (Sukmono, 2002). Refleksi gelombang seismik memberikan gambaran data bawah permukaan secara lateral, sedangkan data sumur memberikan data bawah permukaan secara vertikal. Metode seismik inversi mengintegrasikan kedua data tersebut.



Gambar 3.4 Konsep seismik inversi

Berdasarkan jenis data seismik yang digunakan, metode seismik inversi dibagi menjadi beberapa macam seperti terlihat pada gambar di bawah.



Gambar 3.5. Diagram jenis-jenis inversi (Russell, 1988)

Proses inversi melakukan pemodelan impedansi akustik dengan cara mengkonvolusi nilai *wavelet* dengan seismogram sintesis yang sesuai dengan *trace* penampang seismik, dimana nilai seismogram sintesis didapat dari data sumur. Hasil dari seismik inversi berupa model impedansi akustik, yang merupakan perubahan secara lateral nilai kecepatan ( $v$ ) dan masa jenis ( $\rho$ ) yang berada di sekitar sumur. Model impedansi akustik merupakan salah satu atribut seismik yang berguna untuk mengkarakterisasi reservoir.

### 3.6.1. Inversi Seismik Linear

Untuk memformulasikan permasalahan inversi secara lebih umum maka parameter atau variabel yang terlibat dinyatakan dalam notasi vektor atau matriks yang merepresentasikan variabel dengan banyak komponen atau elemen. Jika data dinyatakan dalam bentuk vektor sebagai berikut:



$$\mathbf{T} = \begin{bmatrix} T(1) \\ T(2) \\ \vdots \\ T(N) \end{bmatrix}; \quad \mathbf{r} = \begin{bmatrix} r(1) \\ r(2) \\ \vdots \\ r(M) \end{bmatrix}; \quad \mathbf{W} = \begin{bmatrix} W(1) & 0 & & \\ W(2) & 0 & & \\ \vdots & W(1) & & \\ W(L) & W(2) & \dots & \\ 0 & \vdots & & \\ 0 & W(L) & & \\ \vdots & \vdots & & \\ 0 & 0 & & \end{bmatrix} \quad (3.4)$$

dimana:

$\mathbf{T}$  = Vektor dengan panjang N yang mengandung data trace seismik

$\mathbf{r}$  = Vektor dengan panjang M yang mengandung data koefisien refleksi yang dicari

$\mathbf{W}$  = Matriks N baris dan M kolom yang elemennya mengandung wavelet seismik

Trace hasil pemodelan inversi dapat dinyatakan sebagai:

$$\mathbf{M} = \begin{bmatrix} M(1) \\ M(2) \\ \vdots \\ M(N) \end{bmatrix} = \mathbf{W}\mathbf{r} \dots\dots\dots (3.5)$$

Vektor error yaitu:

$$\mathbf{e} = \begin{bmatrix} e(1) \\ e(2) \\ \vdots \\ e(N) \end{bmatrix} = \mathbf{T} - \mathbf{M} \dots\dots\dots (3.6)$$

Penyelesaian inversi adalah memperkirakan parameter  $\mathbf{r}$  yang memiliki respon (data perhitungan) yang cocok dengan data lapangan. Untuk itu kriteria jumlah kuadrat kesalahan minimum (*least-square*) diterapkan untuk memperoleh solusi atau model  $\mathbf{r}$ .

Solusi *least-square* memberikan vektor  $\mathbf{r}$ , yang memberikan nilai error (E) yang minimum. Fungsi E yang harus diminimumkan sering disebut *objective function*. Berdasarkan prinsip kalkulus, jika suatu fungsi bernilai minimum maka turunan fungsi tersebut terhadap variabel bebas akan berharga nol (Grandis, 2009).

$$[f(x)]_{x=x_0} \min \rightarrow \left[ \frac{\partial f}{\partial x} \right]_{x=x_0} = 0 \dots\dots\dots (3.7)$$

$$E = \mathbf{e}^T \mathbf{e} = (\mathbf{T} - \mathbf{W}\mathbf{r})^T (\mathbf{T} - \mathbf{W}\mathbf{r})$$

$$E = \mathbf{T}^T \mathbf{T} - \mathbf{T}^T \mathbf{W}\mathbf{r} - (\mathbf{W}\mathbf{r})^T \mathbf{T} + (\mathbf{W}\mathbf{r})^T \mathbf{W}\mathbf{r}$$

$$\frac{\partial E}{\partial \mathbf{r}} = -\mathbf{T}^T \mathbf{W} - \mathbf{W}^T \mathbf{T} + \mathbf{W}^T \mathbf{W}\mathbf{r} + (\mathbf{W}\mathbf{r})^T \mathbf{W}$$

$$0 = 2 (-\mathbf{W}^T \mathbf{T} + \mathbf{W}^T \mathbf{W}\mathbf{r})$$

$$\mathbf{r} = [\mathbf{W}^T \mathbf{W}]^{-1} \mathbf{W}^T \mathbf{T} \dots\dots\dots (3.8)$$

### 3.7 Impedansi Akustik

Impedansi akustik (IA) merupakan hasil kali antara densitas ( $\rho$ ) dan kecepatan (V). IA dapat digunakan sebagai indikator lithologi, porositas, juga hidrokarbon, karena IA dipengaruhi oleh lithologi, porositas, kandungan fluida, ke dalaman, tekanan, dan temperatur. Secara matematis persamaan IA dapat dituliskan:

$$IA = \rho V \dots\dots\dots (3.9)$$

Harga IA cenderung lebih dipengaruhi oleh kecepatan gelombang seismik dibandingkan densitas, karena orde nilai kecepatan lebih besar daripada orde nilai densitas. Kecepatan akan meningkat seiring bertambahnya ke dalaman karena efek kompaksi atau diagenesa, sedangkan frekuensi akan berkurang akibat adanya efek atenuasi. Refleksi gelombang seismik muncul ketika terjadi perubahan harga IA dan respon inilah yang dapat diinterpretasikan pada suatu penampang seismik. Harga IA diprediksi dari nilai amplitudo refleksinya. Semakin besar

amplitudo refleksi maka semakin besar pula kontras Impedansi Akustik. Ketika gelombang seismik melalui dua media yang memiliki kontras IA maka sebagian energinya akan dipantulkan. Perbandingan antara energi yang dipantulkan dengan energi datang (pada sudut datang  $i = 0^\circ$ ) dituliskan dalam persamaan:

$$R_i = \frac{IA_{i+1} + IA_i}{IA_{i+1} - IA_i} \dots\dots\dots (3.10)$$

dengan :

$IA_i$  = Impedansi Akustik Lapisan ke-i

$IA_{i+1}$  = Impedansi Akustik Lapisan ke-i +1

$R_i$  = Koefisien Refleksi (KR) ke-i

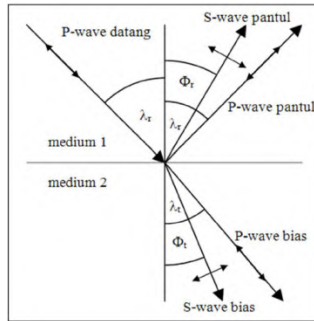
### 3.8 *Amplitude Variation with Offset (AVO) dan Impedansi Elastik*

Ostrander (1984) merupakan salah satu orang yang memulai penelitian mengenai AVO (*Amplitude Variation with Offset*). Dia mengidentifikasikan adanya penguatan amplitudo seiring dengan bertambahnya *offset* pada lapisan batu pasir yang mengandung gas dan mengajukan sebuah model yang dikenal dengan model Ostrander (*porous gas-sandstones*). Kemudian Rutherford dan Williams (1989) mengklarifikasikan anomali AVO menjadi 3 kelas, yaitu: kelas 1 (*high impedance gas-sandstones*), kelas 2 (*near zero impedance contrast gas-sandstones*) dan kelas 3 (*porous gas-sandstones*). Castagna (Castagna et al., 1998) kemudian menambahkan kelas ke-4 (*gas-limestones*), dan mengembangkan analisa dengan menggunakan AVO *cross-plot* antara *intercept* (bidang reflektivitas  $0^\circ$  ( $R(\theta)$ )) yang merupakan nilai koefisien refleksi (KR) pada *offset* sama dengan  $\theta$  dan gradien yang merupakan besar perubahan nilai KR seiring dengan bertambah *offset*.

Secara umum, anomali AVO terjadi karena adanya perubahan perbandingan  $V_p$  dengan  $V_s$ , P-wave akan melambat ketika melewati fluida, sedangkan S-wave tidak dapat melewati

fluida dan akan merambat melalui bagian matriks batuan dan menghindari pori batuan yang mengandung fluida. Sehingga ketika gelombang mengenai suatu lapisan yang mengandung fluida, maka akan terjadi perubahan perbandingan antara nilai  $V_p$  dan  $V_s$ .

Perubahan amplitudo ini dapat dijelaskan dengan persamaan-persamaan dan teori yang akan dibahas berikut ini. Ketika gelombang seismik mengenai suatu batas lapisan pada sudut tidak sama dengan nol akan terjadi 4 gelombang, yaitu P-wave pantul dan P-wave bias serta konversi P-wave menjadi S-wave pantul dan S-wave bias. Sebagai konsekuensinya, koefisien refleksinya menjadi sebuah fungsi dari kecepatan gelombang-P, kecepatan gelombang-S, dan densitas dari masing-masing lapisan, serta sudut.



Gambar 3.6. Ilustrasi gelombang-P mengenali suatu batas lapisan dan berubah menjadi empat gelombang

Zoeppritz (1919) menurunkan koefisien refleksi dari gelombang pantul dan bias pada gambar di atas menjadi persamaan berikut:

$$\begin{bmatrix} \sin \lambda_r & \cos \Phi_r & \sin \lambda_t & \cos \Phi_t \\ -\cos \lambda_r & \sin \Phi_r & \cos \lambda_t & -\sin \Phi_t \\ \sin 2\lambda_r & \frac{\alpha_1}{\beta_1} \cos 2\Phi_r & \frac{\rho_2 \beta_2^2 \alpha_1}{\rho_1 \beta_1^2 \alpha_2} \sin 2\lambda_t & \frac{-\rho_2 \beta_2 \alpha_1}{\rho_1 \beta_1^2} \cos 2\Phi_t \\ \cos 2\Phi_r & \frac{\alpha_1}{\beta_1} \sin 2\Phi_r & \frac{-\rho_2 \alpha_2}{\rho_1 \alpha_1^2 \alpha_2} \cos 2\Phi_t & \frac{\rho_2 \beta_2}{\rho_1 \alpha_1} \sin 2\Phi_t \end{bmatrix} \begin{bmatrix} A \\ B \\ C \\ D \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\sin \lambda_r \\ -\cos \lambda_r \\ \sin 2\lambda_r \\ -\cos 2\Phi_r \end{bmatrix} \quad (3.11)$$

dimana:

A	= $R_{pp}$ refleksi
B	= $R_{ps}$ refleksi
C	= $R_{pp}$ transmisi
D	= $R_{ps}$ transmisi
$\alpha$	= Kecepatan gelombang-P
$\beta$	= Kecepatan gelombang-S
$\lambda_r$	= Sudut datang gelombang-P
$\lambda_t$	= Sudut bias gelombang-P
$\Phi_r$	= Sudut pantul gelombang-S
$\Phi_t$	= Sudut bias gelombang-S
$\rho$	= Densitas

Walaupun persamaan Zoeppritz baik dalam menghasilkan amplitudo dari sebuah gelombang-P yang terpantulkan, tetapi persamaan ini tidak memberikan pengertian bagaimana hubungan amplitudo dengan berbagai parameter fisik batuan. Aki dan Richards (1980) membuat suatu pendekatan yang merupakan linearisasi dari persamaan Zoeppritz (1919) yang kompleks dengan memisahkan kecepatan dan densitas:

$$R(\theta) = a \frac{\Delta V_p}{V_p} + b \frac{\Delta \rho}{\rho} + c \frac{\Delta V_s}{V_s} \dots\dots\dots (3.12)$$

dimana:

$$a = \frac{1}{\cos^2 \theta} + \tan^2 \theta$$

$$b = 0,5 - \left[ \left( \frac{2V_s^2}{V_p} \right) \sin^2 \theta \right]$$

$$c = -4 \left( \frac{V_s}{V_p} \right)^2 \sin^2 \theta$$

$$V_s = \frac{V_{s1} + V_{s2}}{2}, \Delta V_s = V_{s2} - V_{s1}$$

$$\rho = \frac{\rho_1 + \rho_2}{2}, \Delta \rho = \rho_2 - \rho_1$$

$$\theta = \frac{\theta_1 + \theta_2}{2}$$

$$V_p = \frac{V_{p1} + V_{p2}}{2}, \Delta V_p = V_{p2} - V_{s1}$$

Dalam analisa AVO, persamaan di atas biasanya ditulis dalam bentuk lain (persamaan 2.9). Persamaan tersebut mengandung tiga komponen yaitu A (*intercept*), B (*gradient*), dan C (*curvature*) yang kemudian dikenal dengan persamaan AVO atau ABC.

$$R_p(\theta) = A + B \sin^2 \theta + C \tan^2 \theta \sin^2 \theta \dots\dots\dots(3.13)$$

dimana :

$$A = \frac{1}{2} \left( \frac{\Delta V_p}{V_p} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right)$$

$$B = \frac{1}{2} \frac{\Delta V_p}{V_p} - 4 \left( \frac{V_s}{V_p} \right)^2 - 2 \left( \frac{V_s}{V_p} \right)^2 \frac{\Delta \rho}{\rho}$$

$$C = \frac{1}{2} \frac{\Delta V_p}{V_p}$$

Connolly (1999) mengajukan suatu persamaan EI yang didasari atas analogi antara persamaan AI untuk sudut sama dengan nol juga dapat berlaku pada EI untuk sudut yang tidak sama dengan nol. Dari analogi tersebut dan dengan menggunakan persamaan ABC 3 term didapatkan persamaan:

$$EI(\theta) = V_p^{(1 + \tan^2 \theta)} V_s^{(-8K \sin^2 \theta)} \rho^{(1 - 4K \sin^2 \theta)} \dots\dots\dots(3.14)$$

$$\text{dimana } K = \frac{V_s^2}{V_p^2}$$

Untuk sudut lebih besar dari 30°, persamaan EI yang dihasilkan dari persamaan ABC 3 term kurang baik solusinya karena persamaan ini tidak memberikan hasil yang lurus. Untuk sudut lebih besar dari 30° persamaan EI yang digunakan hanya menggunakan 2 term saja.

$$EI(\theta) = V_p^{(1+\sin^2\theta)} V_s^{(-8K \sin^2\theta)} \rho^{(1-4K \sin^2\theta)} \dots\dots\dots(3.15)$$

Whitcombe (2002) memodifikasi persamaan EI dengan memperkenalkan konstanta referensi. Modifikasi ini dilakukan untuk menyamakan skala nilai EI pada sudut yang berbeda.

$$EI(\theta) = R_{p0\rho0} \left[ \left( \frac{V_p}{V_{p0}} \right)^{(1+\sin^2\theta)} \left( \frac{V_s}{V_{s0}} \right)^{(-8K \sin^2\theta)} \left( \frac{\rho}{\rho_0} \right)^{(1-4K \sin^2\theta)} \right] \dots(3.16)$$

dimana  $V_{p0}$ ,  $V_{s0}$  dan  $\rho_0$  adalah konstanta referensi.

### 3.9 Sifat Fisis Batuan

#### 3.9.1 Densitas

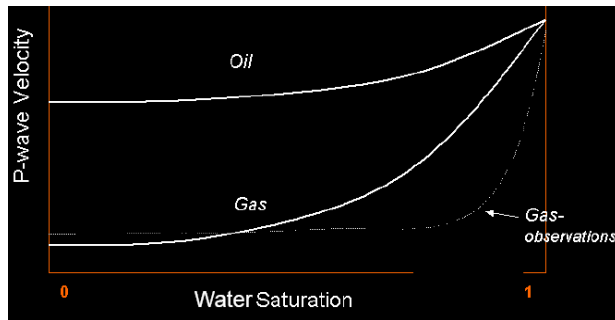
Batuan reservoir merupakan tempat di bawah permukaan bumi yang menampung minyak dan gas bumi, dengan ruang penyimpanan berupa rongga-rongga atau pori-pori yang terdapat dalam batuan. Densitas atau nilai kerapatan matriks merupakan rasio massa persatuan volume. Secara umum besarnya densitas suatu material dipengaruhi oleh beberapa faktor antara lain, banyaknya mineral atau persentasenya, komposisi kimia dan mineral, suhu dan tekanan, porositas atau rongga rekahan batuan, serta bentuk cairan atau material yang mengisi ruang pori (Harsono, 1997).

Densitas *bulk* dari batuan adalah rata-rata dari densitas kandungan yang terdapat didalamnya. Jika terdapat dua jenis fluida dalam satu volume, maka densitas dihitung berdasarkan persamaan Wyllie:

$$\rho_b = \rho_M (1 - \phi) + \rho_w \rho_w \phi + \rho_{HC} (1 - S_w) \phi \dots\dots\dots(3.17)$$

dengan  $\rho_b$  adalah *bulk* densitas batuan,  $\rho_M$  adalah densitas matrik batuan,  $\rho_w$  adalah densitas air,  $\rho_{HC}$  adalah densitas hidrokarbon,  $\phi$  adalah porositas,  $S_w$  adalah saturasi air, dan  $1-S_w$  adalah saturasi hidrokarbon.

Gambar 3.8. adalah plot dari  $V_p$  sebagai fungsi saturasi air yang menunjukkan adanya minyak dan gas. Analisa dari persamaan Wyllie's memperlihatkan adanya penurunan kecepatan pada medium air yang digantikan oleh hidrokarbon. Hal itu disebabkan oleh modulus *bulk* minyak lebih rendah dibandingkan air dan modulus *bulk* gas lebih rendah dibandingkan minyak. Oleh sebab itu kecepatan pada medium minyak lebih rendah dibandingkan air.



Gambar 3.7. Grafik hubungan kecepatan gelombang P terhadap saturasi *water* dengan fluida minyak dan gas menggunakan persamaan Wyllie.

### 3.9.2 Porositas

Porositas suatu medium adalah perbandingan volume pori terhadap volume total seluruh batuan yang dinyatakan dalam persen (%). Suatu batuan dikatakan mempunyai porositas efektif apabila bagian pori dalam batuan saling berhubungan satu sama lain dan biasanya lebih kecil dari rongga porositas total. Pada formasi renggang (*unconsolidated formation*), besarnya porositas tergantung pada distribusi ukuran butiran, tidak pada ukuran butiran mutlak. Porositas batuan berkisar antara 10 – 20 % (Harsono, 1997).

### 3.9.3. Persamaan Castagna



Metode yang sering digunakan dalam prediksi kecepatan gelombang-S, didefinisikan oleh Castagna (Castagna et al., 1985). Sebuah hubungan empiris antara kecepatan gelombang P dan gelombang S diberikan:

$$Vp = 1.16Vs + 1.36 (km.s^{-1}) \dots\dots\dots(3.18)$$

Parameter hubungan linier antara kecepatan gelombang-P dan gelombang-S ini didapatkan dari data dunia.

### 3.9.4. Persamaan Biot-Gassmann

Persamaan Gassmann mengasumsikan beberapa hal, yaitu:

1. Batuan (matriks dan *frame*) secara mikroskopis adalah homogen
2. Semua pori dalam batuan terhubung. Tidak ada pori yang terisolasi sehingga tercipta kesetimbangan aliran fluida pori.
3. Semua pori diisi oleh fluida baik itu cair, gas, ataupun campuran yang bebas gesekan sehingga viskositas bernilai nol dan kesetimbangan fluida dapat dicapai dengan mudah.
4. Sistem batuan fluida adalah sistem yang tertutup dan tidak ada fluida yang mengalir.
5. Fluida pori tidak berinteraksi dengan bagian solid batuan sehingga tidak terjadi efek kimia ataupun fisika akibat interaksi tersebut.

Fungsi dasar dari persamaan Gassmann adalah untuk mengganti fluida pada suatu lapisan target dengan fluida lain yang telah diketahui parameter fisika batuan. Persamaan Gassmann berhubungan dengan modulus *bulk* dari batuan, pori-pori, *frame* dan properti fluida yang terkandung di dalamnya. Persamaan Biot-Gassmann adalah sebagai berikut:

$$V_{P\ sat} = \sqrt{\frac{K_{sat} + \frac{3}{4}\mu_{sat}}{\rho_{sat}}} \dots\dots\dots(3.19)$$

$$V_{sat} = \sqrt{\frac{\mu_{sat}}{\rho_{sat}}} \dots\dots\dots (3.20)$$

Modulus *bulk* dari batuan tersaturasi diberikan pada teori *low-frequency* Gasmann:

$$K_{sat} = K_{dry} + \frac{\left(1 - \frac{K_{dry}}{K_{min}}\right)^2}{\frac{\phi}{K_{fl}} + \frac{1-\phi}{K_m} + \frac{K_{dry}}{K_m^2}} \dots\dots\dots (3.21)$$

dimana  $K_{sat}$  adalah modulus *bulk* tersaturasi,  $K_{dry}$  adalah modulus *bulk* dari *frame* batuan,  $K_m$  adalah modulus *bulk* mineral dari matriks batuan,  $K_{fl}$  adalah modulus *bulk* dari fluida pori dan  $\phi$  adalah porositas.

## **BAB IV METODOLOGI**

### **4.1 Lokasi Penelitian**

Penelitian ini dilakukan selama tiga bulan yaitu Februari-April 2014 di lingkungan PT. Energi Mega Persada, Bakrie Tower Lantai 22-32 Komp. Rasuna Epicentrum, Jl. HR Rasuna Said – Kuningan, Jakarta.

### **4.2 Perangkat Lunak**

Berikut perangkat lunak (*software*) yang digunakan dalam penelitian ini.

1. Hampson Russell yang terdiri dari:
  - *Geoview* untuk menyimpan *data base* sumur.
  - *eLog* untuk melakukan *crossplot*, *editing*, *smoothing*, korelasi sumur, *well seismic tie*, dan ekstraksi *wavelet*.
  - *Strata* untuk melakukan *picking horizon*, membuat model inisial, dan inversi seismik 2D/3D *pre stack* atau *post stack*.
2. Microsoft office

### **4.3 Data**

Pada penelitian ini digunakan data seismik 3 dimensi, data log, data horizon, dan *checkshot*. Penjelasan mengenai data tersebut adalah sebagai berikut:

#### **4.3.1 Data seismik**

Data seismik yang digunakan merupakan data seismik 3 dimensi inline 1001 – 1480 dan xline 2101 – 2513 *prestack* dan *post-stack*. Data seismik *post-stack* digunakan untuk inversi AI sedangkan data seismik *pre-stack* digunakan untuk inversi EI. *Sampling rate* dari data sebesar 2 ms.

#### **4.3.2 Data sumur**

Terdapat dua belas data sumur yang digunakan yang terdiri dari enam sumur vertikal dan enam sumur miring

(*deviated*). Data sumur yang digunakan dalam format .LAS. Data log yang terdapat dalam sumur disajikan dalam tabel berikut:

Tabel 4.1. Daftar log yang tersedia dari tiap sumur

Nama Sumur	V <sub>p</sub>	RHOB	NPHI	RD	SP	CALI	GR	V <sub>Clay</sub>	S <sub>w</sub>
NRT-09	√	√	√	√	-	√	√	√	√
NRT-11	√	√	√	√	-	-	√	√	√
<i>NRT-11ST</i>	√	√	√	√	-	-	√	√	√
NRT-12	√	√	√	√	-	√	√	√	√
<i>NRT-12ST</i>	√	√	√	√	√	√	√	√	√
NRT-13	√	√	√	√	-	√	√	√	√
<i>NRT-15</i>	√	√	√	√	√	-	√	√	√
<i>NRT-16</i>	√	√	√	√	√	√	√	√	√
NRT-18	√	√	√	√	√	√	√	√	√
<i>NRT-19</i>	√	√	√	√	√	√	√	√	√
<i>NRT-20</i>	√	√	√	√	√	√	√	√	√

\* V<sub>p</sub> : Kecepatan gelombang-P

RHOB : *Bulk density*

NPHI : Neutron porosity

RD : Deep resistivity

CALI : Caliper

GR : Gamma ray

S<sub>w</sub> : Saturasi air

V<sub>clay</sub> : Volume clay

Untuk sumur miring, terdapat data *deviated geometry* yang mengandung informasi koordinat log untuk setiap ke dalam dalam format . DEV.

#### 4.3.3. Data *checkshot*

Data *checkshot* digunakan untuk mendapatkan hubungan antara *time-to-depth* (waktu terhadap ke dalam) yang selanjutnya akan digunakan untuk proses *seismic well tie*. Dari keseluruhan sumur yang ada digunakan hanya sumur NRT-16 yang memiliki data *checkshot*. Data *checkshot* tersebut

diaplikasikan pada semua sumur karena sumur-sumur yang digunakan memiliki datum yang sama.

#### 4.3.4. Data marker

Data *marker* digunakan sebagai acuan dasar untuk melakukan *picking* horizon dan pengikatan data sumur dan seismik (*seismic well tie*). Data *marker* yang digunakan dalam penelitian ini berasal dari pemboran. Pada penelitian ini *marker* yang digunakan yaitu TG\_1, TG\_2, TG\_3, TG\_4 dan TG\_5.

#### 4.3.5. Data Reservoir

Data reservoir ini digunakan untuk estimasi kecepatan gelombang-S. Data tersebut yaitu:

Tabel 4.2. Data parameter reservoir yang digunakan dalam prediksi  $V_s$

Data	TG_1 dan TG_2	TG_3	TG_4 dan TG_5
Pressure (Psi)	1850	1900	2000
Temperature (F)	200	200	220
Gas Gravity	0.67	0.77	0.88
Oil Gravity (API)	50	34.2	41.2
Salinity (ppm)	8000	8000	8000

Tabel 4.3. Data gas-oil ratio blok G yang digunakan dalam prediksi  $V_s$

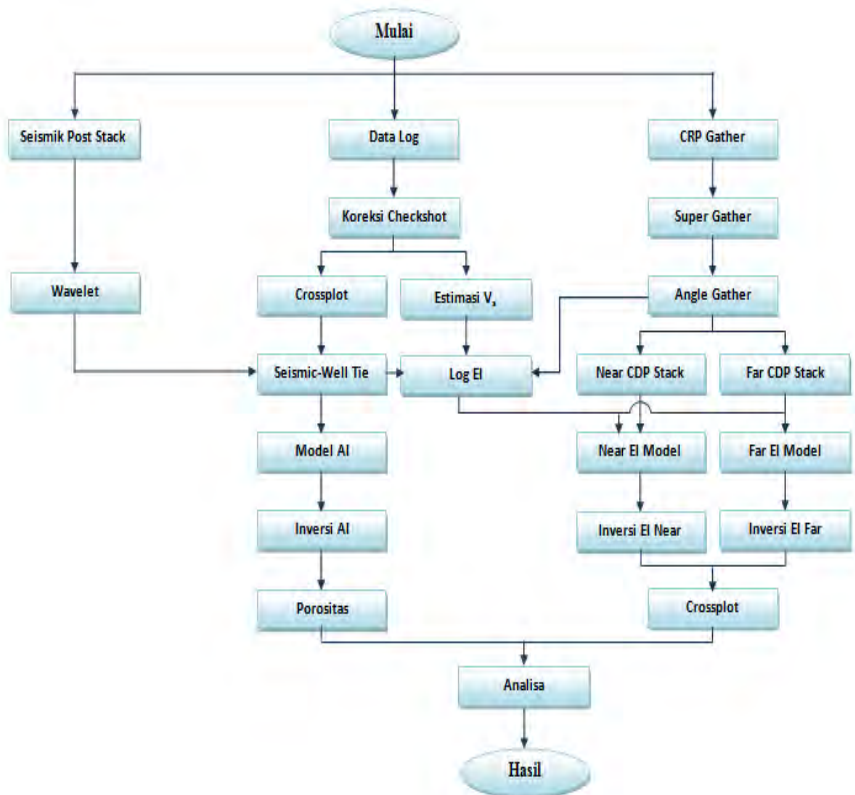
Sumur	GOR (cft/barrel)
NRT-16	640
NRT-18	885
NRT-19	35000
NRT-20	4100

Tabel 4.4. Data gas-oil ratio blok G yang digunakan dalam prediksi  $V_s$

Sumur	GOR (cft/barrel)
NRT-09	550
NRT-11	0
NRT-11ST	0
NRT-12	600
NRT-12ST	350
NRT-13	75000
NRT-15	700

#### 4.4. Pengolahan Data

Berikut adalah gambar *flowchart* pengolahan data:



Gambar 4.1. *Flowchat* pengolahan data

Uraian mengenai pengolahan data yang dilakukan pada penelitian ini adalah sebagai berikut:

##### 4.4.1. Loading data sumur

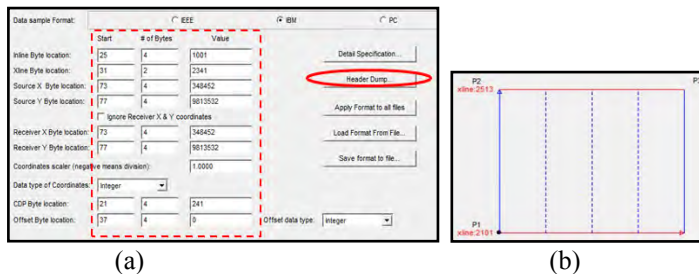
Ini adalah hal yang pertama kali dilakukan saat akan melakukan proses interpretasi data seismik. Saat melakukan input data, hal harus diperhatikan adalah satuan dari tiap log karena tidak setiap log direkam dalam satuan standar *software*. Pada

langkah ini juga dimasukkan data koordinat x, koordinat y, nilai *surface elevation* dan *Kelly Bushing* (KB). Langkah selanjutnya adalah memasukkan data *deviated geometry* untuk setiap sumur *directional*.

Hal lain yang harus diperhatikan adalah *geology marker*. *Geology marker* berfungsi sebagai panduan lapisan geologi pada daerah sepanjang sumur, namun kita hanya fokus pada *marker* di sekitar daerah reservoir yang berada pada ke dalam tertentu. Setelah itu data *checkshot* sudah dapat dimasukkan ke dalam setiap sumur. Data *checkshot* diukur dari permukaan, bukan dari KB. Berikut adalah *basemap* dari lokasi penelitian.

#### 4.4.2. Loading data seismik

Dalam data seismik 3D yang digunakan terdapat informasi inline, xline, dan koordinat pada *header*. Ketika *loading* data, yang harus diperhatikan adalah pendefinisian bit dan integer dari informasi yang diperlukan. Informasi tersebut dapat dilihat di EBCDIC *header* dalam *Header Dump* seperti terlihat pada gambar 4.1 (a). Kesalahan lokasi bit dapat menyebabkan kesalahan pada geometri yang dibangun. Gambar 4.1 (b) memperlihatkan geometri data seismik yang digunakan dalam penelitian.

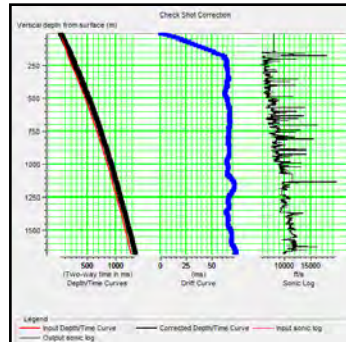


Gambar 4.2. (a) Pendefinisian bit dan integer saat *loading* data seismik dan (b) geometri data seismik

#### 4.4.3. Koreksi *checkshot*

Koreksi *checkshot* dilakukan untuk melakukan konversi antara data sumur yang memiliki domain ke dalam dengan data

seismik yang memiliki domain waktu. Koreksi *checkshot* dilakukan menggunakan log *checkshot* dan  $V_p$ . Koreksi *checkshot* yang dilakukan dalam penelitian ini tidak merubah kurva log  $V_p$  hanya merubah kurva waktu terhadap ke dalaman saja. Hal ini dilakukan karena log dalam keadaan “asli” masih diperlukan untuk proses selanjutnya. Tipe interpolasi spline digunakan karena memberikan kurva yang lebih *smooth*. Gambar 4.2 adalah contoh tampilan koreksi *checkshot* pada sumur NRT-12. Kurva biru di tengah kurva *drift* yang merupakan perbedaan antara *depth-time curve* sebelum (kurva hitam tebal) dan sesudah dikoreksi (kurva merah). Kurva hitam di sebelah kanan adalah log  $V_p$  dari sumur tersebut.



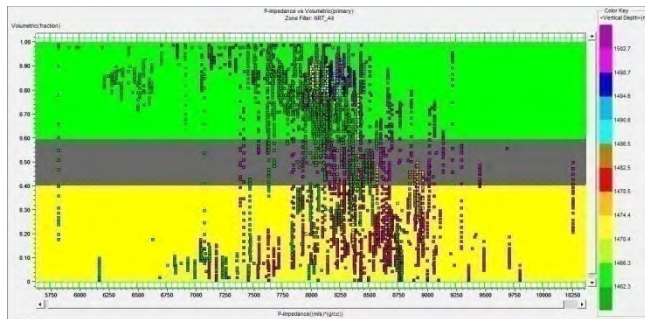
Gambar 4.3. Koreksi *checkshot* pada sumur NRT-12

#### 4.4.4. Analisa Sensitifitas (*Crossplot*)

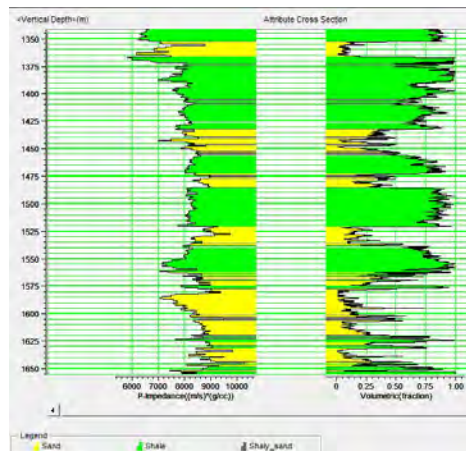
Sebelum melakukan proses inversi, terlebih dahulu dilakukan uji sensitifitas untuk mengetahui apakah lapisan *sand* dapat dipisahkan dari lapisan *shale* berdasarkan nilai AI. Selain itu, proses ini dilakukan untuk mengetahui rentang nilai AI *sand* yang akan dijadikan pedoman dalam interpretasi.

Terdapat lima lapisan *sand* yang menjadi target awal dalam penelitian ini. Lapisan tersebut adalah TG\_1, TG\_2, TG\_3, TG\_4 dan TG\_5. *Crossplot* dilakukan antara log AI dan  $V_{\text{clay}}$  karena log  $V_{\text{clay}}$  memperlihatkan pemisahan yang sangat jelas antara lapisan *sand* dan *shale*.





(a)

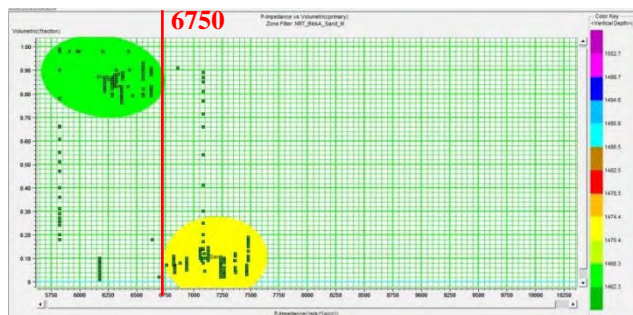


Gambar 4.4. Crossplot log Vclay dan AI sumur NRT-09 (Blok A) pada seluruh kedalaman (a) dan cross section (b)

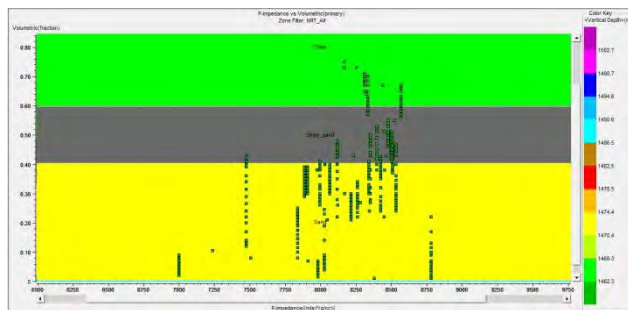
Gambar 4.4 merupakan analisa *crossplot* blok A yang diwakili oleh sumur NRT-09. Gambar 4.4 ( a) merupakan *crossplot* pada seluruh kedalaman. Daerah yang memiliki  $V_{\text{clay}}$  tinggi mengindikasikan lapisan *shale* dengan *cutoff* sebesar 0,6 (hijau). Daerah yang memiliki nilai  $V_{\text{clay}}$  antara 0,4-0,6 merupakan lapisan *shaly sand* sedangkan  $V_{\text{clay}}$  sand lebih rendah

dari 0,4. *Cross section* dari hasil *crossplot* diberikan oleh gambar 4.4 (b).

Dari perbedaan nilai  $V_{\text{clay}}$ , pemisahan zona *sand* dan *shale* dapat terlihat di *cross section*, namun dari *crossplot* tersebut perbedaan nilai AI lapisan *sand* dan *shale* tidak terlihat sehingga *cutoff* AI belum dapat ditentukan. Nilai *cutoff* AI ini sangat penting untuk interpretasi hasil inversi dimana penyebaran lapisan *sand* akan diperkirakan berdasarkan nilai AI tersebut. Oleh karena itu dilakukan filter kedalaman untuk masing-masing zona target.



(a)

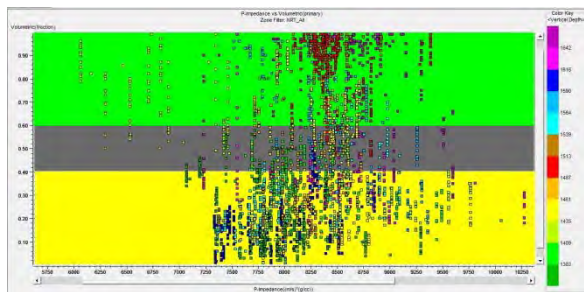


(b)

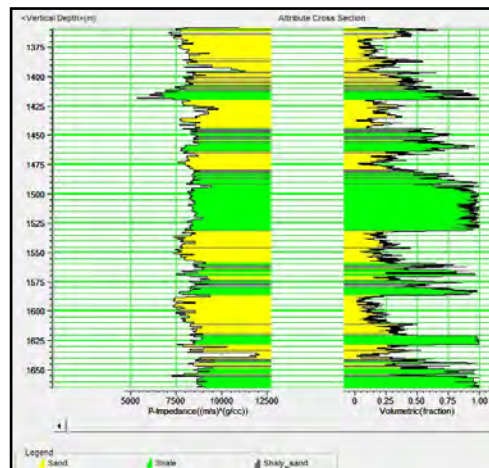
Gambar 4.5 (a) *Crossplot* AI (x) dan  $V_{\text{clay}}$  (y) disekitar zona TG\_1 dan  
(b) *Crossplot* AI (x) dan  $V_{\text{clay}}$  (y) disekitar zona TG\_4

Gambar 4.5 merupakan *crossplot* sumur NRT-09 pada kedalaman sesuai zona target. Gambar 4.5 (a) merupakan

*crossplot* log pada zona disekitar TG\_1. Setelah dilakukan filter kedalaman, pemisahan lapisan *sand* dan *shale* dapat terlihat. Lapisan *shale* memiliki nilai AI yang lebih rendah dari *sand* dengan *cutoff* sebesar 6750 (gr/cc)(m/s). Pada gambar 4.5 (b) terlihat nilai AI antara *sand* dan *shale* tidak dapat dipisahkan meskipun telah digunakan filter kedalaman dan resistivitas pada lapisan TG\_4. Nilai AI pada lapisan TG\_5 pun tidak menunjukkan pemisahan yang jelas.



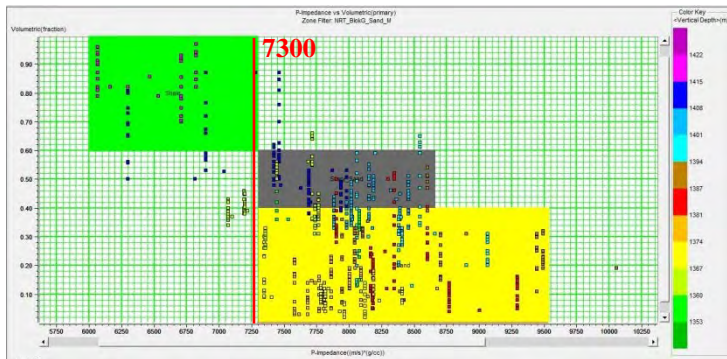
(a)



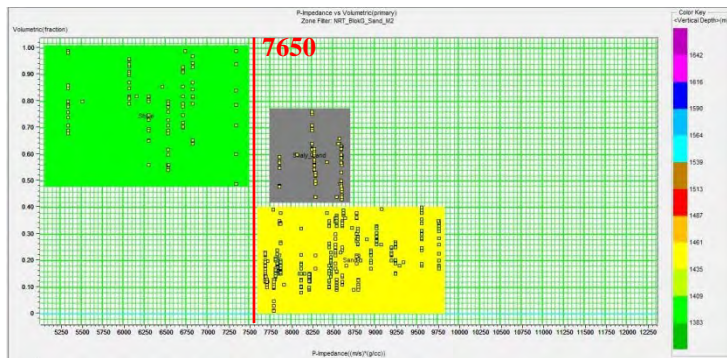
(b)

Gambar 4.6. *Crossplot* log  $V_{\text{clay}}$  dan AI sumur NRT-20 (Blok B) pada seluruh kedalaman (a) dan *cross section* (b)

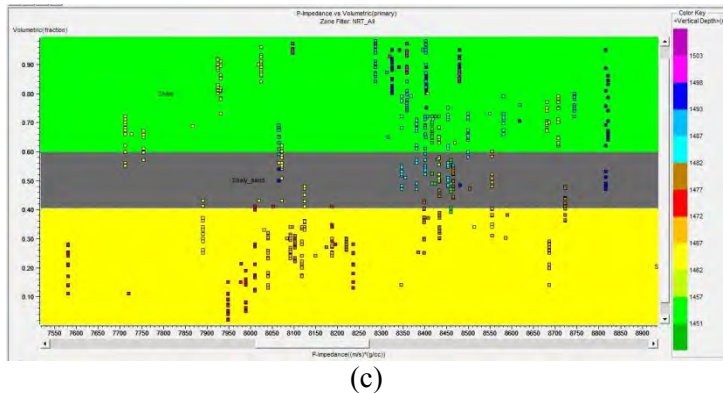
Gambar 4.6 merupakan *crossplot* untuk sumur NRT-20 (Blok B). Sama halnya dengan sumur NRT-09, nilai AI *sand* dan *shale* belum dapat dibedakan sehingga perlu dilakukan filter kedalaman. Nilai AI lapisan TG\_2 dan TG\_3 dapat dipisahkan setelah dilakukan filter. *Crossplot* untuk kedua lapisan ini diperlihatkan pada gambar 4.7 (a) dan (b). Nilai AI pada lapisan TG\_5 tidak dapat dipisahkan meskipun telah dilakukan filter seperti terlihat pada gambar 4.7 (c).



(a)



(b)



(c)  
Gambar 4.7 Crossplot AI (x) dan  $V_{clay}$  (y) disekitar zona TG\_2 (a), TG\_3 (b), dan TG\_5 (c)

Dari analisa tersebut, dapat diketahui nilai *cutoff* untuk tiap lapisan adalah sebagai berikut:

TG\_1 : 6750 (gr/cc)(m/s)

TG\_2 : 7300 (gr/cc)(m/s)

TG\_3 : 7600 (gr/cc)(m/s)

Berdasarkan hasil analisa sensitifitas ini, diketahui bahwa lapisan *sand* TG\_4 dan TG\_5 memiliki nilai AI yang tidak dapat dipisahkan dari nilai AI *shale*. Oleh itu tidak dapat dilakukan interpretasi untuk menentukan persebaran lapisan *sand* berdasarkan hasil inversi AI pada lapisan tersebut.

#### 4.4.5. Seismic-well tie dan pembuatan wavelet

Proses *seismic-well tie* dilakukan untuk mengikat atau mencocokkan antara data sumur yang berada pada *domain* ke dalaman (m) dengan data seismik yang berada pada *domain* waktu (t), sehingga data *marker* dapat digabungkan dari sumur untuk penentuan *horizon* pada data seismik.

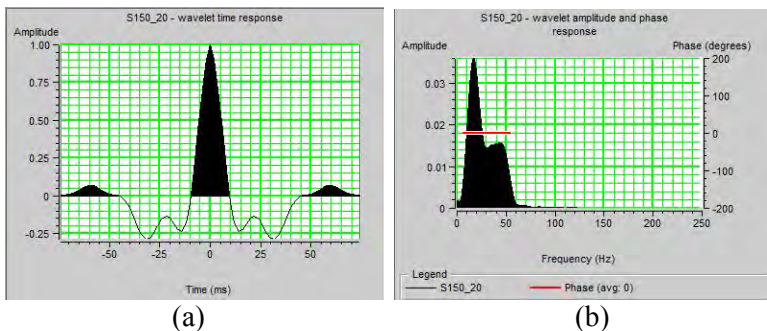
Proses *seismic-well tie* mencocokkan *trace* seismik sintetik (buatan) dengan *trace* seismik asli. *Trace* seismik sintetik merupakan hasil konvolusi koefisien refleksi dengan *wavelet* yang dibuat. Pada inversi AI, koefisien refleksi diturunkan dari

hasil perkalian log AI dan densitas. Sedangkan *wavelet* diekstrak dari data seismik dengan parameter sebagai berikut:

*Wavelength* : 150 ms

*Taper length* : 20 ms

Nilai *wavelength* yang digunakan sebaiknya sekitar setengah dari lebar *window* yang digunakan. Ekstraksi *wavelet* dibatasi hanya pada waktu 1100-1600 ms karena zona target berada pada kisaran ke dalaman tersebut. Berikut adalah *time-respon* dan spektrum frekuensi *wavelet* yang digunakan:



Gambar 4.8. (a) *wavelet* yang digunakan dalam penelitian beserta spektrum frekuensinya (b)

Pada proses *seismic-well tie* juga dilakukan *time shifting* (pergeseran) dan *squeeze* untuk mencocokkan *trace* seismik sintetik dengan *trace* seismik asli. *Cross-correlation* dilakukan antara kedua *trace* tersebut sehingga diperoleh koefisien korelasi. Semakin mirip kedua *trace*, koefisien korelasi akan mendekati 1. Berikut adalah nilai koefisien korelasi untuk tiap sumur:

Tabel 4.5. Nilai korelasi pada proses *seismic-well tie* untuk setiap sumur

Sumur	Koefisien korelasi
NRT-09	0,65
NRT-11	0,636
NRT-11ST	0,816
NRT-12	0,553
NRT-12ST	0,506
NRT-13	0,529

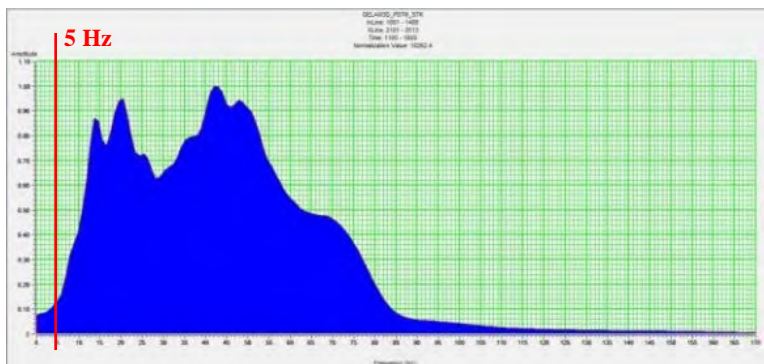


<b>NRT-15</b>	0,549
<b>NRT-16</b>	0,723
<b>NRT-18</b>	0,63
<b>NRT-19</b>	0,723
<b>NRT-20</b>	0,718

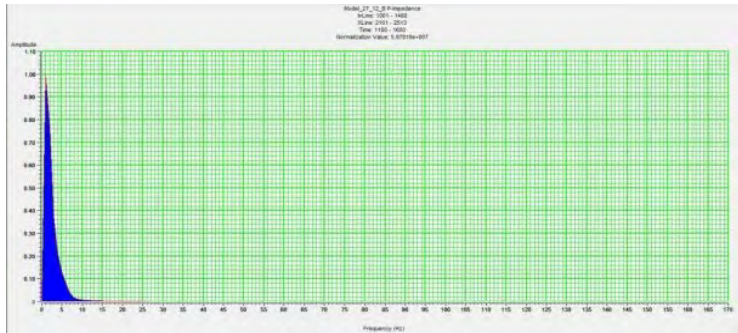
#### 4.4.6. Pembuatan model awal inversi AI

Model awal dibuat berdasarkan log AI dari sebelas sumur yang digunakan. Pembuatan model awal dilakukan sebagai tebakan awal proses inversi. Model awal juga berfungsi untuk mengisi komponen frekuensi rendah yang tidak dimiliki data seismik karena model awal dibangun berdasarkan data log. Maka dari itu, dilakukan *highcut* frekuensi sebesar 5-8 Hz.

Nilai *highcut* frekuensi ditentukan berdasarkan spektrum frekuensi data seismik *post-stack* yang digunakan seperti terlihat pada gambar 4.9. Dari gambar 4.9 (a) terlihat bahwa spektrum frekuensi data seismik mulai menguat pada frekuensi 5 Hz. Maka dari itu model yang dibuat memiliki spektrum frekuensi yang dapat mengisinya seperti terlihat pada gambar (b).



(a)



(b)

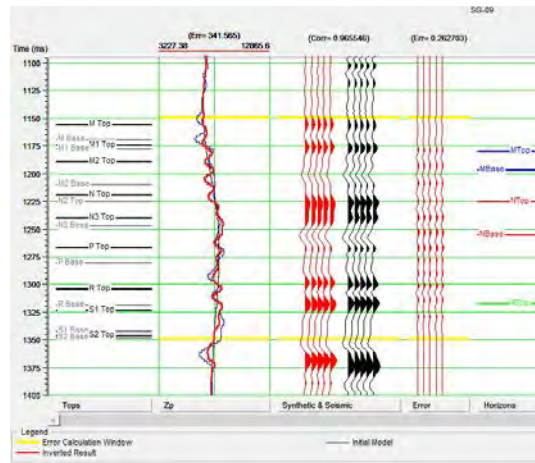
Gambar 4.9. Spektrum frekuensi data seismik (a) dan spektrum frekuensi model.

#### 4.4.7. Analisa Inversi AI

Proses analisa inversi dilakukan untuk mendapatkan parameter paling optimal yang akan digunakan dalam proses inversi. Inversi yang digunakan adalah inversi *Model Based Hard Constrain 20 %* yang memberikan hasil *error* terkecil antara log AI *real* dengan log AI hasil inversi dan *trace* seismik *real* dan *trace* seismik sintetik. Parameter yang digunakan beserta nilai *error* pada setiap sumur adalah sebagai berikut:

- Inversi *Model Based hard constrain 20%*
- Average block size 2 ms
- Iterasi 15
- *Filter* log bandpass 0-0-60-75





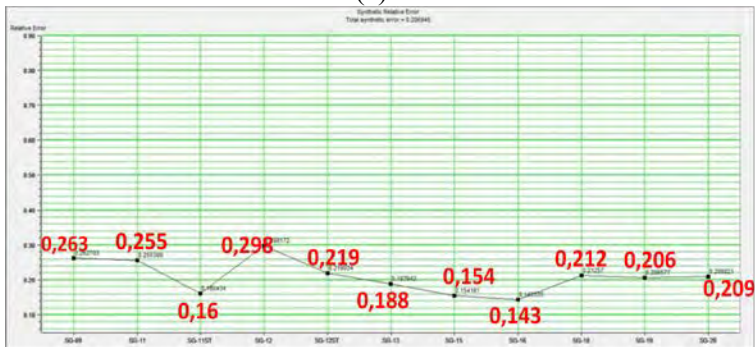
Gambar 4.10. Analisa inversi

Hasil inversi memberikan korelasi yang baik seperti terlihat pada contoh sumur NRT-09. Gambar 4.10 merupakan contoh analisa inversi untuk sumur NRT-09. Pada *track* 2 diperlihatkan log hasil inversi (merah) dan log AI *real* (biru). *Track* 3 merupakan *trace* seismik sintetik (merah) dan *real* (hitam) sedangkan *track* 4 merupakan *error* antara seismik sintetik dan *real*. Pada *track* 2, dapat dilihat bahwa hasil inversi sudah mendekati data log asli. Nilai *error* dari *trace* seismik juga relatif kecil sehingga dapat diasumsikan parameter inversi yang digunakan sudah optimal.

Untuk nilai *error* log dan seismik pada setiap sumur dapat dilihat pada gambar berikut:



(a)



(b)

Gambar 4.11. Error log (a) dan seismik (b) berdasarkan analisa inversi

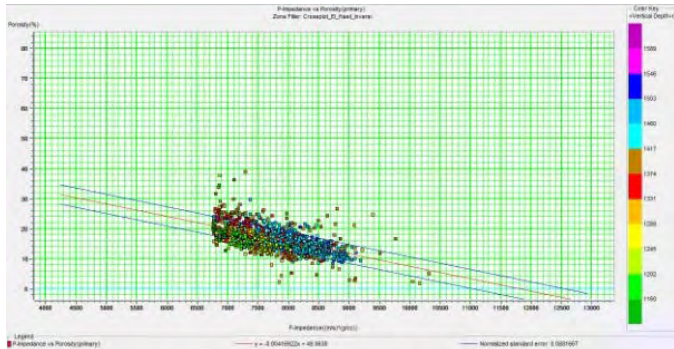
#### 4.4.8. Inversi Model Based

Setelah melakukan analisa inversi dan diperoleh parameter inversi paling tepat, proses inversi telah dapat dilakukan. Untuk menambah tingkat *confidence* saat interpretasi, dilakukan *blind well* test menggunakan data sumur NRT-10. Sumur ini tidak dimasukkan ke dalam proses inversi. Data log AI sumur NRT-10 dibandingkan dengan data log AI hasil inversi.

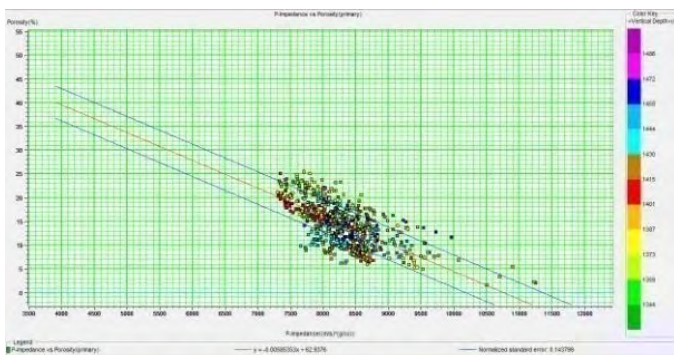
#### 4.4.9. Pembuatan volume porositas

Setelah dilakukan inversi AI, maka dilakukan transformasi volume AI hasil inversi ke dalam porositas. Dilakukan *crossplot* antara log AI pada sumbu *x* dan log *density*

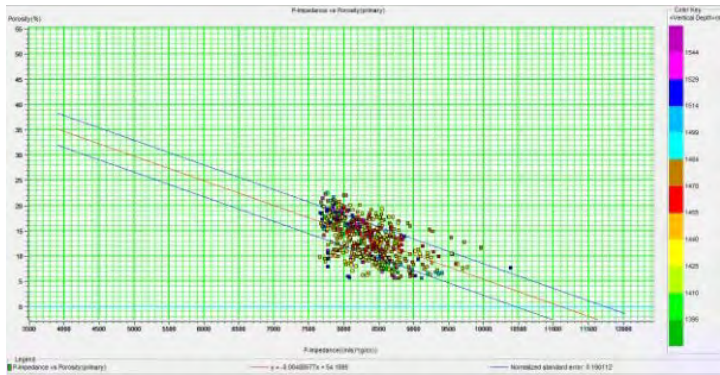
*porosity* (porositas) pada sumbu y yang berbeda pada setiap lapisan. Hal ini dikarenakan tiap lapisan memiliki *cutoff* AI yang berbeda sehingga *trend* hubungan antara AI dan porositas pada tiap palisan pun berbeda. Berikut adalah *crossplot* untuk tiap lapisan tersebut:



Gambar 4.12. *Crossplot* antara log AI dan Porositas lapisan TG\_1



Gambar 4.13. *Crossplot* antara log AI dan Porositas lapisan TG\_2



Gambar 4.14. *Crossplot* antara log AI dan Porositas lapisan TG\_3

Dari hasil *crossplot* tersebut, dilakukan regresi linear sehingga diperoleh persamaan berikut:

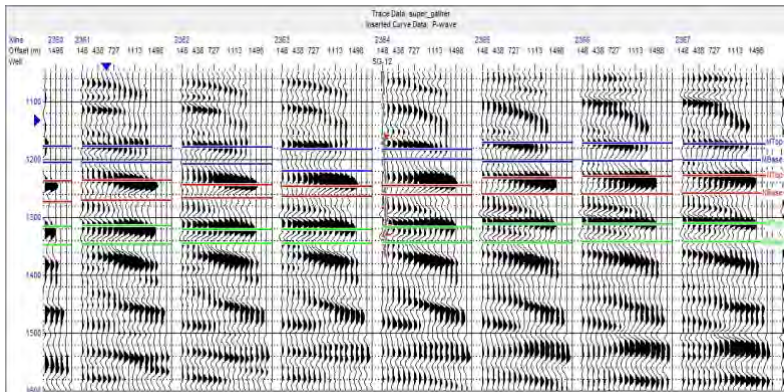
$$\text{TG\_1} : y = -0.00416922x + 49,0638$$

$$\text{TG\_2} : y = -0.00585353x + 62,9376$$

$$\text{TG\_3} : y = -0.00488577x + 54.1895$$

#### 4.4.10. Pembuatan *super gather*

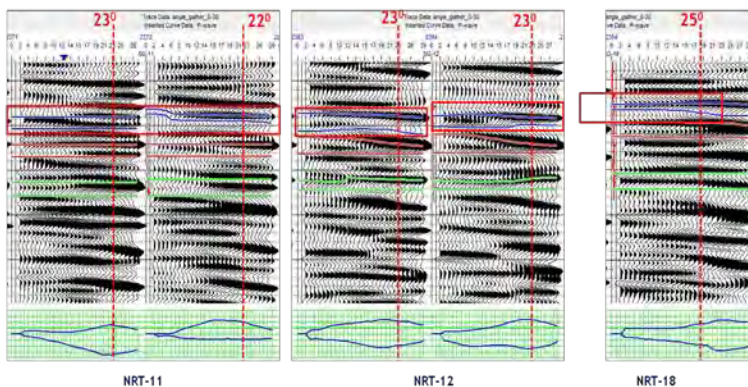
Pembuatan *super gather* dilakukan untuk menghilangkan *noise* yang masih belum hilang saat *processing* data seismik. Pembuatan *super gather* pada penelitian ini dilakukan dengan merata-rata *trace* seismik yang memiliki *offset* sama sebanyak 5 inline dan 5 xline di sekitar *trace*. Noise yang bersifat *inkoheren* akan hilang dan sinyal seismik yang bersifat *koheren* akan saling menguatkan ketika dirata-rata. Input data yang digunakan adalah *Common Reflection Point (CRP) gather*. Berikut adalah hasil *super gather* yang dibuat:



Gambar 4.15. Super gather

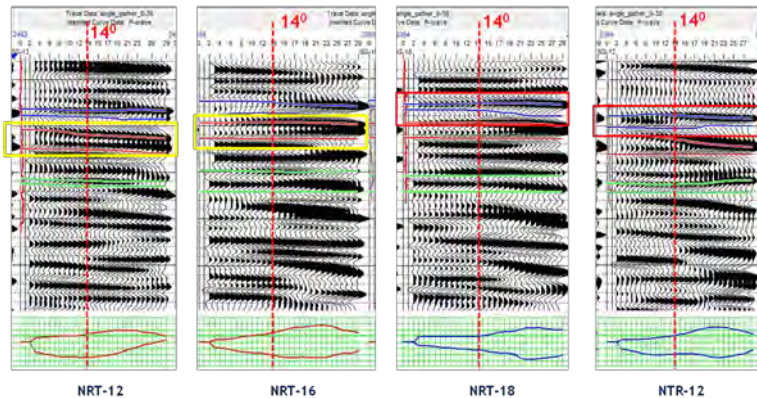
#### 4.4.11. Pembuatan *angle gather* dan penentuan sudut EI

Pembuatan *angle gather* dilakukan untuk mengubah *trace* seismik dari *offset* ke sudut. Dalam proses ini digunakan *time-velocity* tabel. Setelah diperoleh penampang *angle gather*, dilakukan analisa *trend* amplitudo pada tiap sudut untuk mendapatkan sudut optimum inversi EI. Penentuan rentang sudut dilakukan berdasarkan *trend* amplitude yang terjadi.



Gambar 4.16. Penentuan sudut optimum



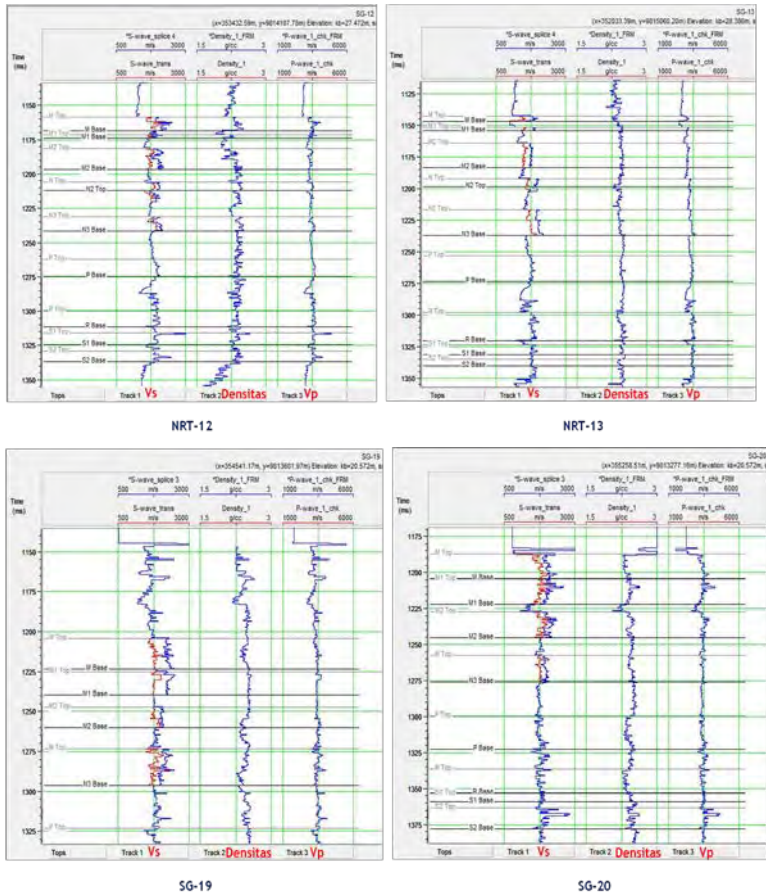


Gambar 4.17. Penentuan sudut EI

Dari analisa amplitude, ditentukan rentang nilai EI untuk *near angle* adalah  $0^{\circ}$ - $14^{\circ}$  dan *far angle*  $12^{\circ}$ - $22^{\circ}$ . Untuk pembuatan log EI *near* dan *far*, diambil nilai tengah dari rentang sudutnya yaitu  $7^{\circ}$  untuk *near* EI, dan  $17^{\circ}$  untuk *far* EI.

#### 4.4.12. Estimasi log $V_s$

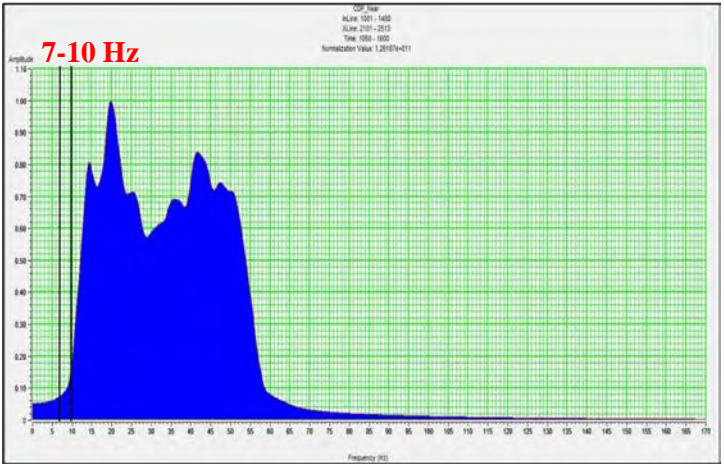
Estimasi log  $V_s$  dilakukan dengan menggunakan persamaan empiris Castagna (Castagna et al., 1985). Lalu dilakukan *Fluid Replacement Modelling* (FRM) menggunakan persamaan Biot-Gassmann. Data yang digunakan adalah data reservoir dan data kandungan mineral dari mud log. Hasil estimasi log  $V_s$  untuk beberapa sumur diperlihatkan pada gambar 4.14. Track satu memperlihatkan log  $V_s$  setelah dilakukan FRM (merah) dan sebelum dilakukan FRM (biru). Setelah dilakukan FRM, terlihat penurunan  $V_s$  pada zona target yang telah terbukti mengandung hidrokarbon.



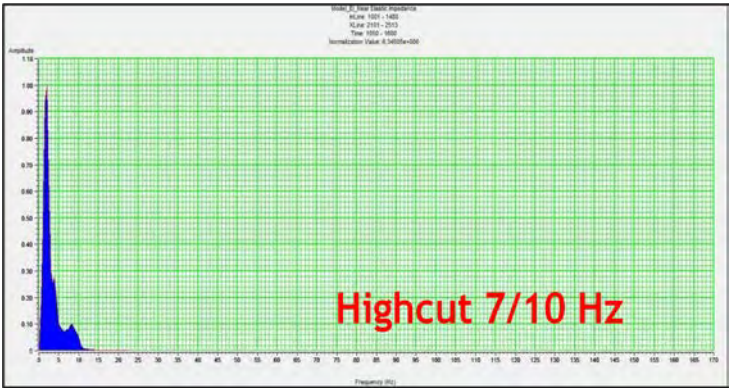
Gambar 4.18. Hasil prediksi Vs

#### 4.4.13. Pembuatan Model awal EI

Sama halnya dengan proses inversi EI, model awal digunakan sebagai tebakan awal proses inversi. Namun dalam proses ini, digunakan *highcut filter* yang berbeda untuk pembuatan model *far angle* dan *near angle*. Hal ini dilakukan karena penampang *stack* yang digunakan berbeda.

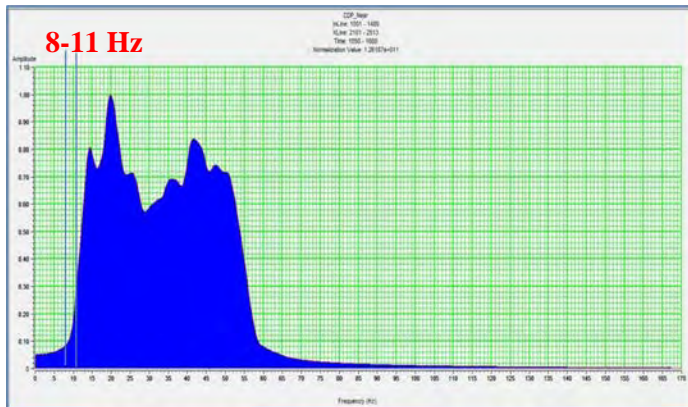


Gambar 4.19. Spektrum frekuensi CDP *stack near offset*

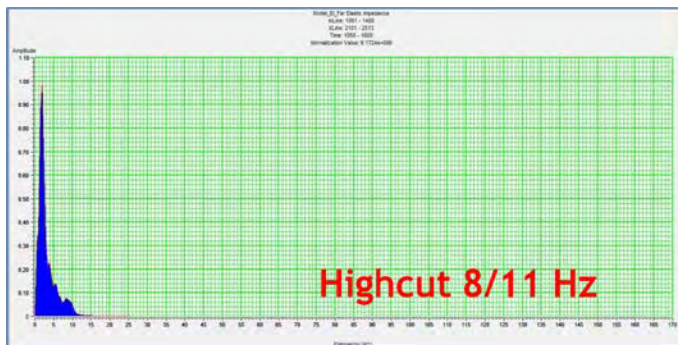


Gambar 4.20. Spektrum frekuensi model untuk inversi *near angle*





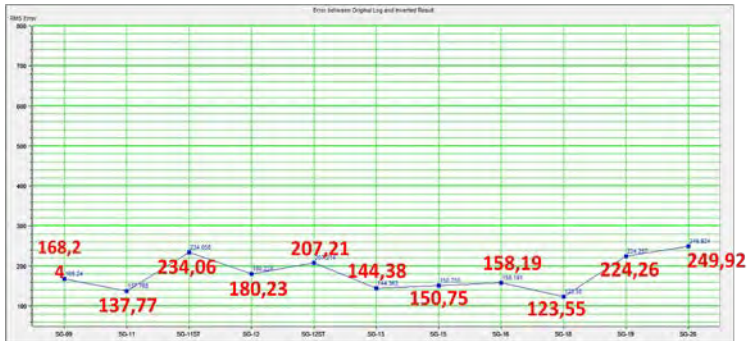
Gambar 4.21. Spektrum frekuensi CDP *stack far angle*



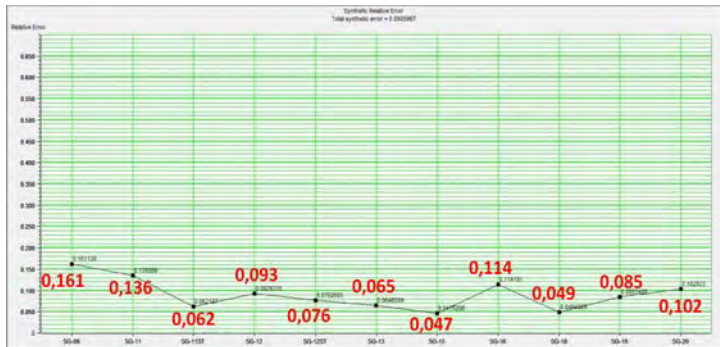
Gambar 4.22. Spektrum frekuensi model untuk inversi *far angle*

#### 4.4.14. Analisa inversi EI

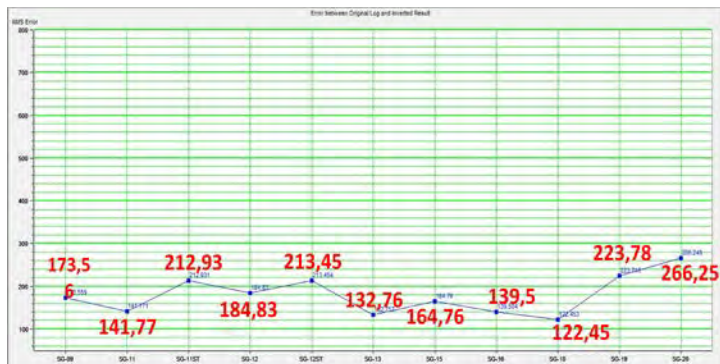
Proses analisa inversi EI memiliki tujuan yang sama dengan inversi AI, yaitu untuk menentukan parameter yang optimal. Parameter yang optimal untuk inversi EI sama dengan parameter yang digunakan dalam proses inversi AI. Hasil *error log* dan seismiknya adalah sebagai berikut:



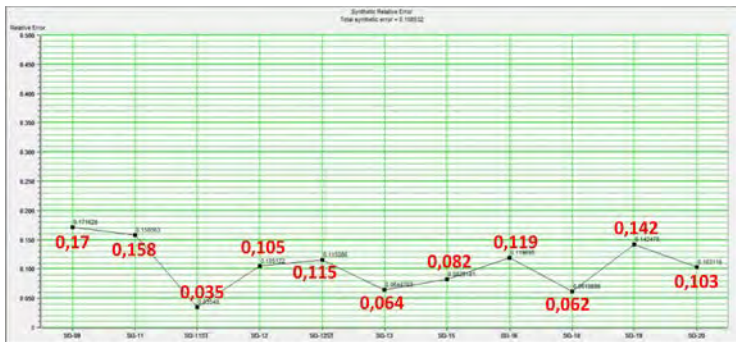
Gambar 4.23. Error log inversi EI near



Gambar 4.24. Error seismik hasil inversi EI near



Gambar 4.25. Error log inversi EI far



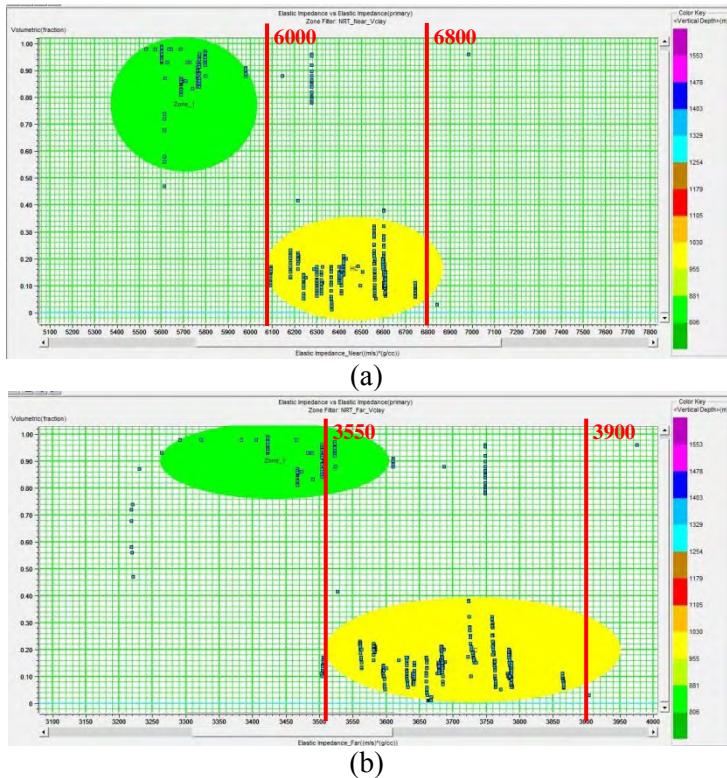
Gambar 4.26. *Error* seismik hasil inversi EI far

#### 4.4.15. Inversi EI

Setelah dilakukan analisa inversi, proses inversi EI siap dilakukan. Inversi dilakukan secara terpisah untuk EI *near* dan EI *far*. Dilakukan *crossplot* antara volume EI *near* dan *far* yang dihasilkan melalui proses inversi. Proses ini dilakukan untuk mengetahui persebaran zona yang mengandung hidrokarbon pada zona target. *Crossplot* dilakukan pada masing-masing zona secara terpisah. Zona yang dipilih sama dengan hasil analisa *crossplot* antara log EI *near* dan EI *far*.

#### 4.4.16. Analisa Log EI

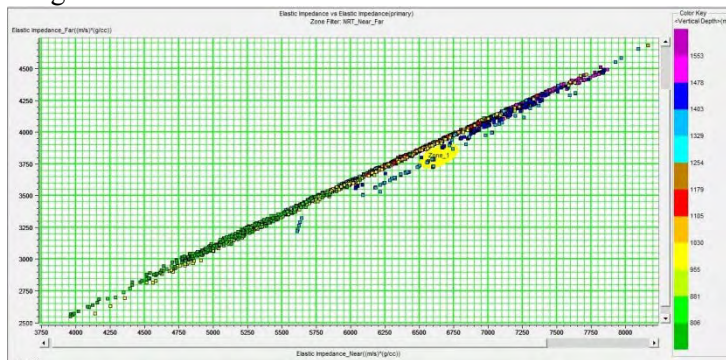
Analisa log EI pertama-tama dilakukan untuk mengetahui batas antara nilai EI *sand* dan *shale*. Hal ini dilakukan karena dari analisa AI yang telah dilakukan, diketahui bahwa nilai AI zona target lebih besar dari *shale* sehingga kemungkinan hal yang sama terjadi pada nilai EI. Gambar 4.27 merupakan analisa log EI untuk lapisan TG\_1 pada salah sumur NRT-11ST.



Gambar 4.27. (a) *Crossplot EI near dan  $V_{\text{clay}}$* . (b) *Crossplot EI far dan  $V_{\text{clay}}$  untuk lapisan TG\_1*

Dari gambar 4.27 terlihat bahwa nilai EI baik *near* maupun *far* dari zona target memang lebih besar dari *shalenya*. Zona *sand* ditandai dengan lingkaran kuning, sedangkan *shale* ditandai dengan lingkaran hijau. Dari analisa seluruh sumur, diketahui bahwa zona target memiliki rentang EI *near* sebesar 6000-6800 (m/s)(gr/cc) sedangkan rentang EI *far* sebesar 3550-3900 (m/s)(gr/cc). Dengan diketahuinya rentang nilai EI *near* maupun *far*, maka pemilihan zona pada saat *crossplot* akan lebih jelas.

Gambar 4.28 merupakan *crossplot* EI *near* (sumbu x) dan EI *far* (sumbu y). Meskipun nilai EI *sand* lebih besar dari *shale*, namun *trend* penurunan nilai EI *far* terhadap EI *near* tetap sama. Pada zona yang mengandung hidrokarbon, trend penurunan nilai EI lebih besar sehingga terjadi pemisahan yang jelas dalam hasil *crossplot*. Hal tersebut terlihat pada gambar 4.28. zona hidrokarbon ditandai dengan lingkaran kuning. Dari analisa sebelumnya telah diketahui rentang nilai EI *near* dan *far* zona target, sehingga zona hidrokarbon pada proses ini diambil dalam rentang nilai tersebut.

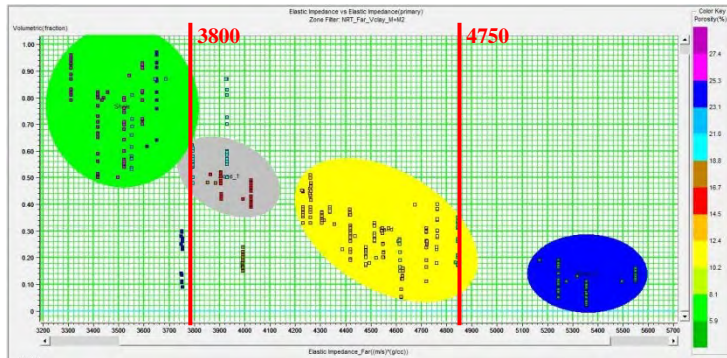


(c)

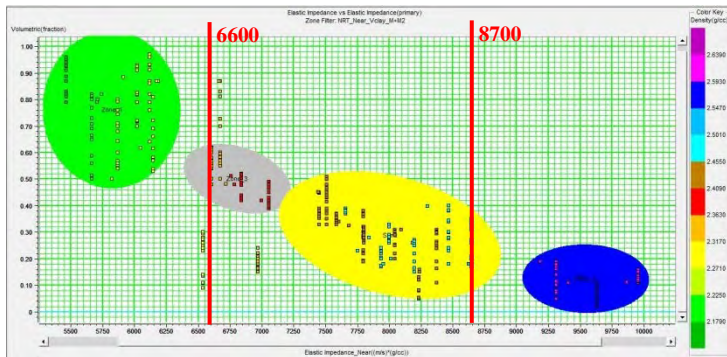
Gambar 4.28. *Crossplot* log EI *near* (x) dan EI *far* (y) (TG\_1)

Lapisan TG\_2 dan TG\_3 memiliki rentang nilai EI yang sama. Hal itu terlihat dari pemisahan yang ditunjukkan gambar 4.29. Proses *crossplot* dilakukan seperti pada lapisan TG\_1. Rentang nilai EI *far* TG\_2 dan TG\_3 sebesar 3800-4750 (m/s)(gr/cc) seperti terlihat pada gambar 4.29 (a). Rentang EI *near* hasil *crossplot* sebesar 6600-8700 (m/s)(gr/cc).





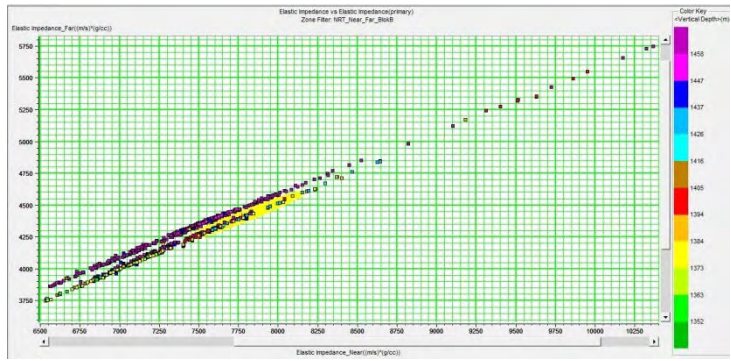
(a)



(b)

Gambar 4.29 (a) *Crossplot* EI *far* dan  $V_{\text{clay}}$ . (b) *Crossplot* EI *near* dan  $V_{\text{clay}}$  sumur NRT-20 (Blok B)

Selain lapisan *sand* dan *shale*, zona target di blok B memiliki kandungan *silt* dan dolomit yang cukup tinggi. Hal tersebut dapat dilihat dari data mudlog. Zona biru pada gambar 4.29 kemungkinan merupakan lapisan dolomit yang memiliki densitas relatif tinggi. Densitas yang relatif tinggi ditunjukkan oleh skala warna pada *crossplot*. Sedangkan zona berwarna abu-abu kemungkinan adalah lapisan *shaly sand*. *Crossplot* EI *near* dan *far* untuk penentuan zona hidrokarbon diperlihatkan oleh gambar 4.30.



Gambar 4.30 *Crossplot* EI near dan EI far sumur NRT-20

***“Halaman ini sengaja dikosongkan”***

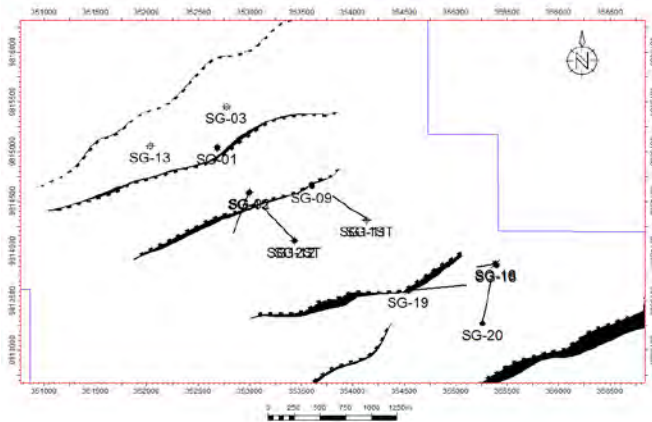


## BAB V

### HASIL DAN PEMBAHASAN

Dari hasil uji sensitifitas, dapat diketahui bahwa lapisan yang dapat dibedakan antara *sand* dan *shale* adalah lapisan TG\_1, TG\_2, dan TG\_3. Sedangkan untuk lapisan TG\_4 dan TG\_5, nilai AI dari *sand* dan *shale* tidak dapat dipisahkan (*overlap*) sehingga metode AI kurang cocok untuk menentukan persebaran lapisan *sand* TG\_4. Lapisan *sand* pada lapangan ini memiliki nilai AI yang lebih tinggi daripada *shale* di atas dan di bawahnya meskipun *cutoff* AI tiap lapisan berbeda. Secara geologi, hal ini diakibatkan oleh sementasi lapisan *sand* yang sangat tinggi sehingga menyebabkan lapisan *sand* lebih padat.

Pada penampang seismik, lapisan TG\_1 dan TG\_2 sebenarnya merupakan suatu reflektor yang sama, namun berdasarkan hasil analisa data log, lapisan tersebut memiliki *cutoff* nilai AI yang berbeda pada blok A dan B. Hal ini diakibatkan perbedaan kompaksi karena blok A dan blok B dipisahkan oleh suatu patahan. Berikut adalah gambar peta struktur lapangan Muon:



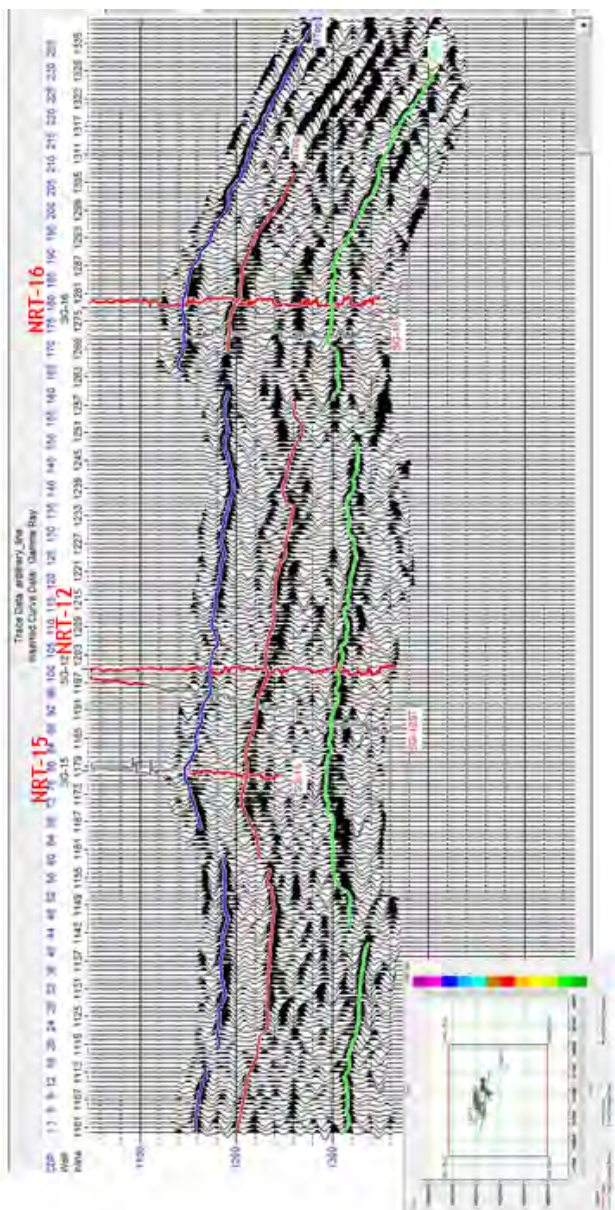
Gambar 5.1. peta struktur lapangan Muon

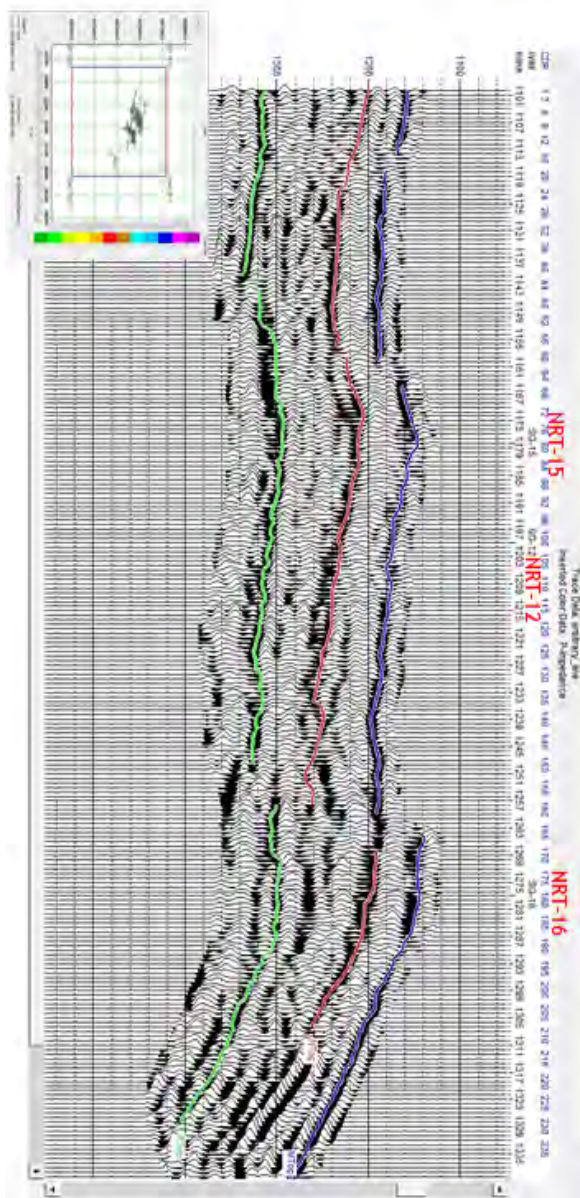
Sama halnya dengan lapisan TG\_3 dan TG\_4. Pada penampang seismik, lapisan ini merupakan satu buah reflektor. Namun dari analisa log, terdapat perbedaan karakter *sand* yang terlihat pada log *gamma ray*. Perbedaan mineral ini juga terlihat pada data mudlog. Berdasarkan analisa geologi, kemungkinan lapisan TG\_3 berupa sebuah *channeling* yang hanya ada pada blok B, sedangkan lapisan TG\_4 berada di blok A.

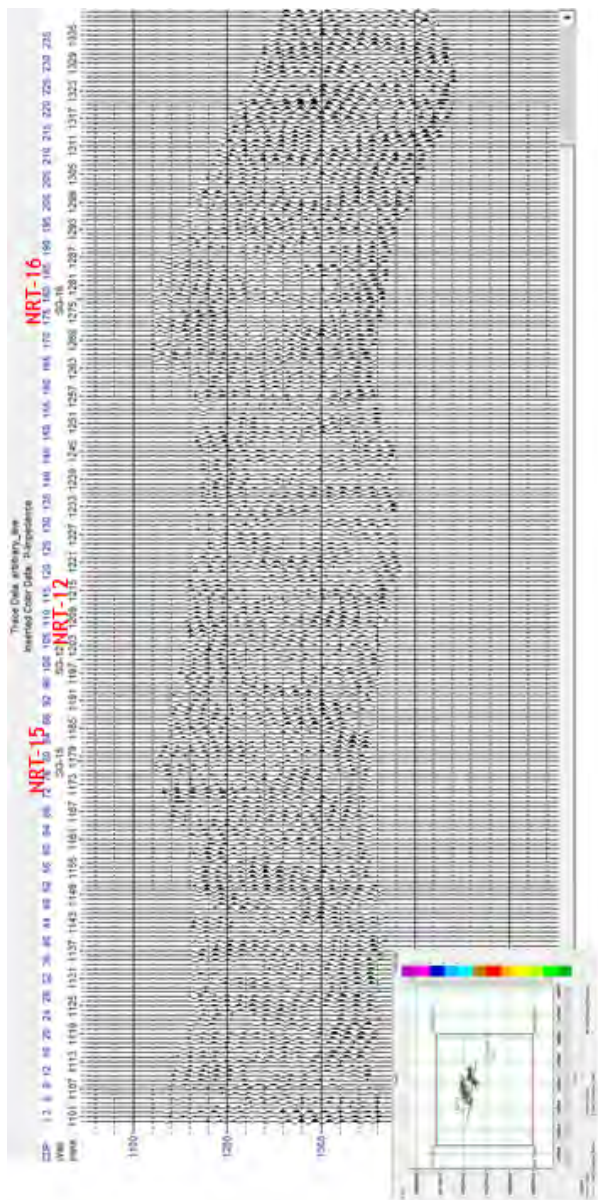
Selain menghasilkan volume AI, proses inversi juga menghasilkan *trace* seismik sintetik yang dapat dijadikan sebagai *Quality Control* (QC) proses inversi. Jika proses inversi sudah optimal, maka *trace* seismik sintetik akan mendekati *trace* seismik *real*. Gambar 5.2 merupakan penampang seismik yang melewati beberapa sumur di blok A dan blok B. *Trace* seismik *real* dan sintetik ditunjukkan oleh gambar 5.2 (a) dan (b). Error dari kedua *trace* diperlihatkan pada gambar 5.2 (c).

Gambar 5.3 merupakan penampang lateral hasil inversi yang melewati beberapa sumur dengan *inserted* log AI yang telah difilter (0-0-60-75). Terlihat struktur patahan yang merupakan perangkap hidrokarbon pada lapangan ini. Pada gambar tersebut dapat terlihat bahwa nilai AI hasil inversi sebagian besar telah mengikuti data log sumur. Sehingga dapat dikatakan bahwa nilai AI hasil inversi telah mendekati kondisi sebenarnya.

Dari nilai *cutoff* AI yang diperoleh berdasarkan *crossplot*, *sand* pada lapisan TG\_1 yang memiliki nilai AI di atas 6750 (gr/cc)\*(m/s), diwakili oleh warna kuning ke atas. Lapisan TG\_1 dan TG\_2 dipisahkan oleh sebuah patahan yang terlihat di sebelah kanan penampang AI atau tenggara pada *basemap*. Lapisan *sand* TG\_2 sendiri diwakili oleh warna merah tua ke atas dalam skala warna. Untuk lapisan TG\_3 yang hanya ada pada blok B, diwakili oleh warna biru muda ke atas dalam skala warna.



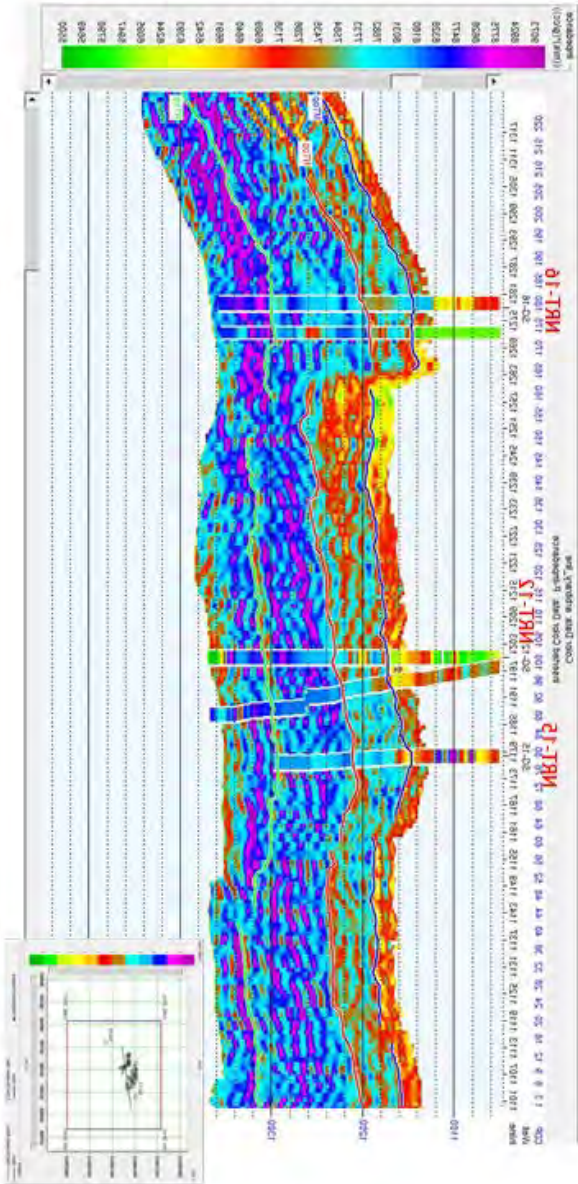




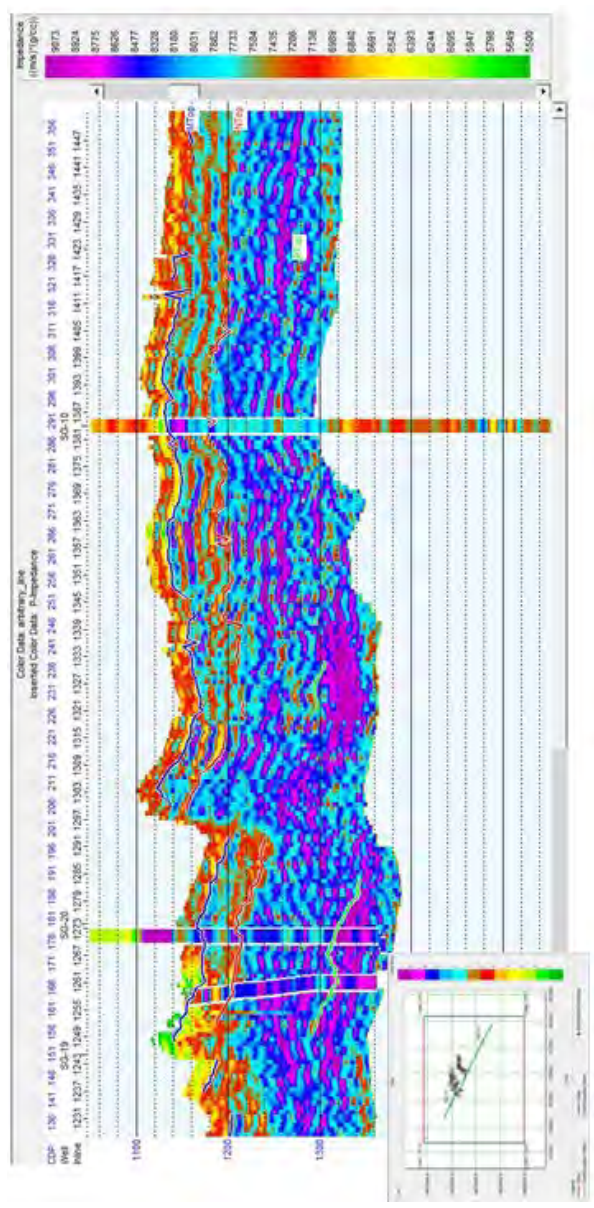
(c)

Gambar 5.2. Penampang seismik *real* (a), penampang seismik sintetik (b) dan *error* (c) antara seismik sintetik dan seismik *real*





Gambar 5.3. Hasil inversi AI

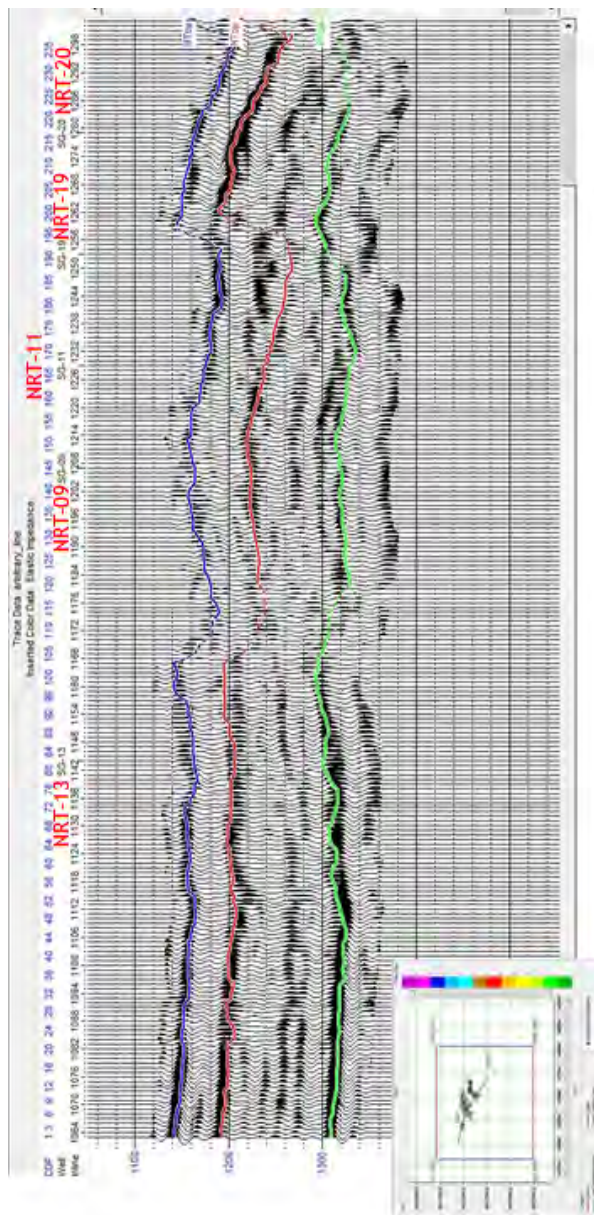


Gambar 5.4. *Blind well* test sumur NRT-10

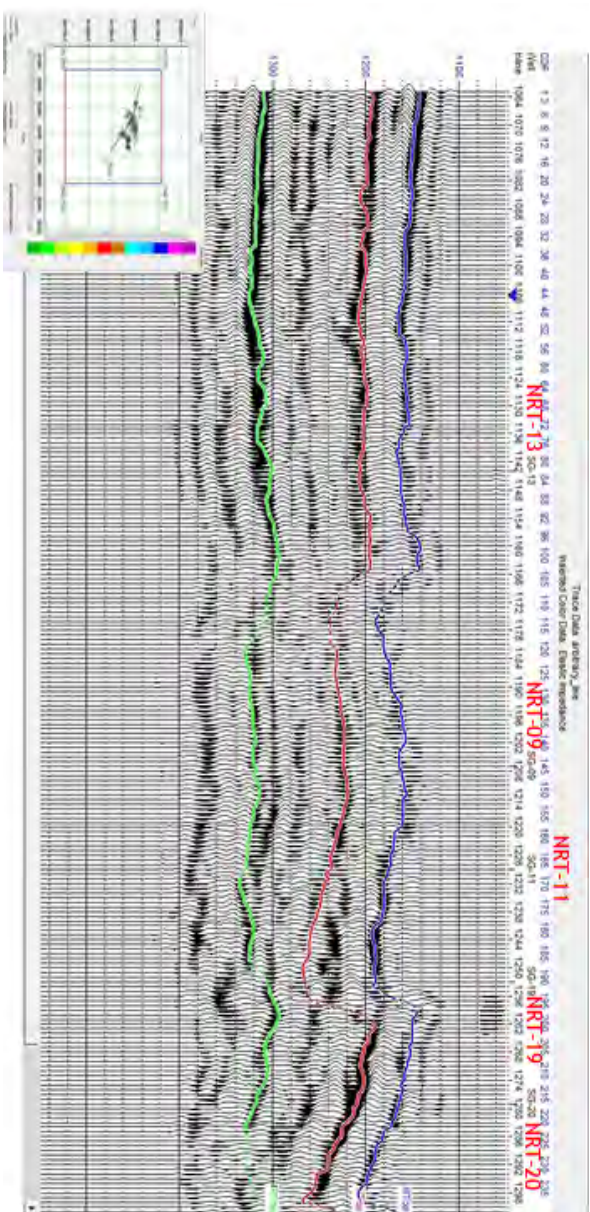
Sebagai QC apakah proses AI sudah optimal pada daerah yang terletak jauh dari kontrol data sumur, dilakukan *blind well* test. Yaitu dengan memasukkan sumur NRT-10 yang tidak diikuti sertakan dalam proses inversi. Jika hasil inversi AI relatif mendekati log AI pada sumur tersebut, maka hasil inversi dapat dikatakan telah mendekati kondisi yang sebenarnya. Penampang lateral dari hasil inversi yang melewati sumur NRT-10 diberikan oleh gambar 5.4.

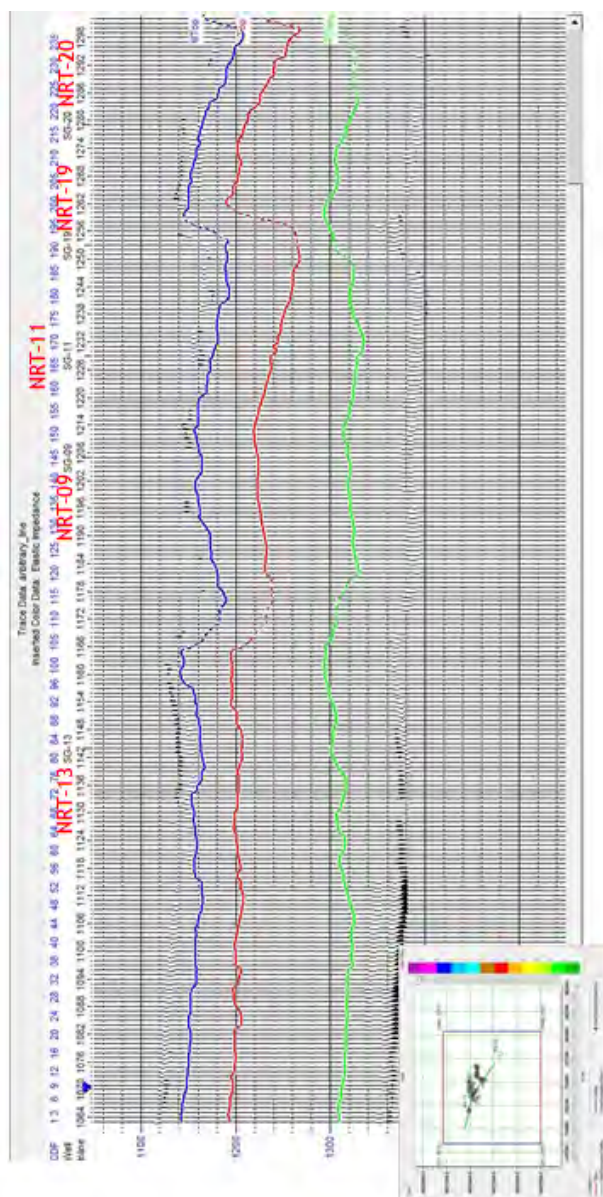
Sama halnya dengan inversi AI, penampang lateral hasil inversi yang melewati beberapa sumur ditampilkan dengan *inserted* log EI *near* (gambar 5.5) dan *far* (gambar 5.6) yang telah difilter (0-0-60-75). Pada gambar tersebut dapat terlihat bahwa nilai EI hasil inversi sebagian besar telah mengikuti data log sumur. Sehingga dapat dikatakan bahwa nilai AI hasil inversi telah mendekati kondisi sebenarnya. Rentang ilai EI *near* cenderung besar dan hampir mendekati nilai AI, rentang sedangkan nilai EI *far* lebih kecil.





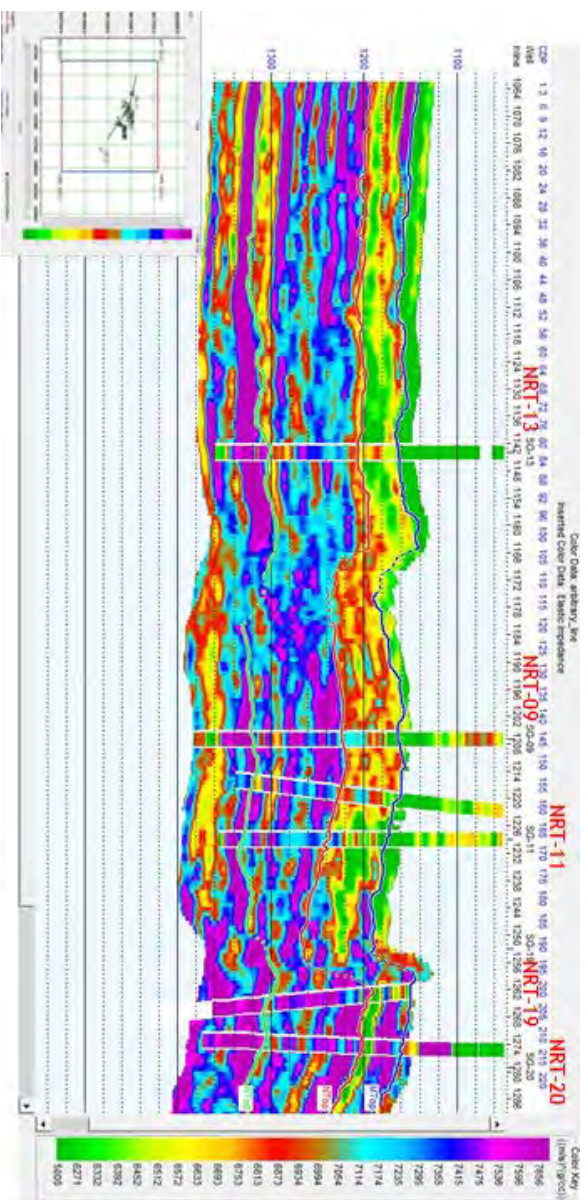
(a)





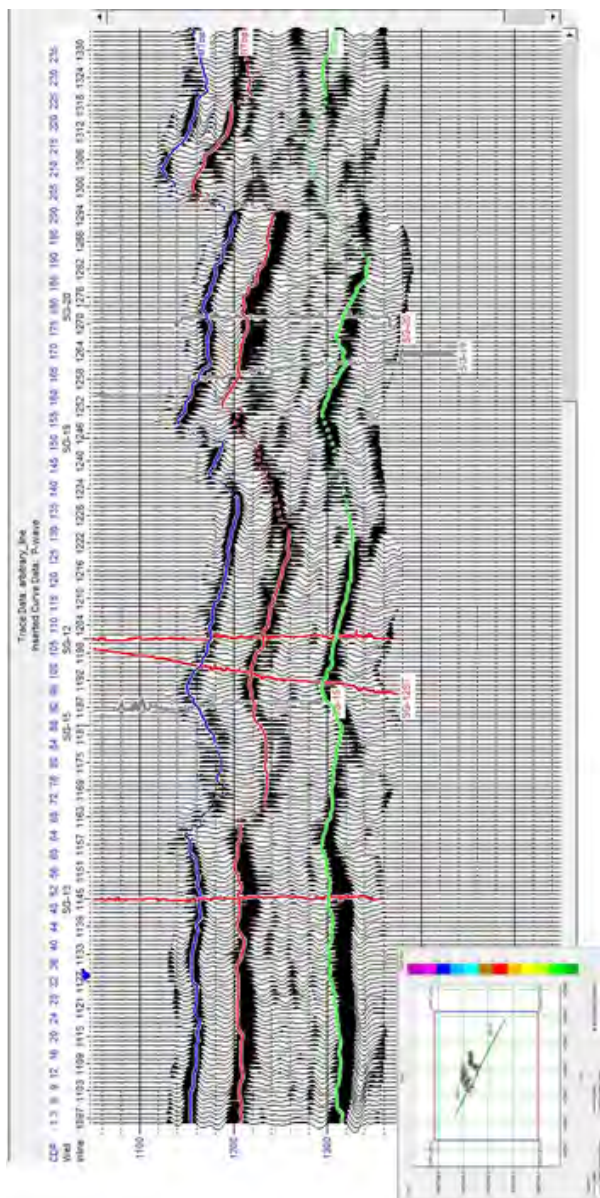
(c)

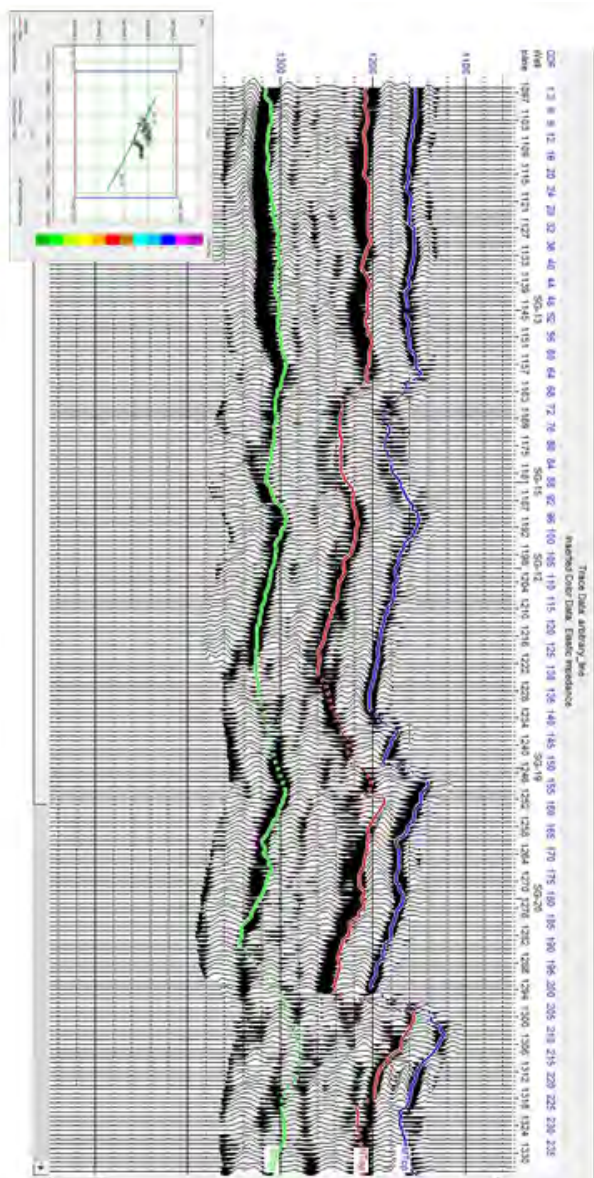




(d)

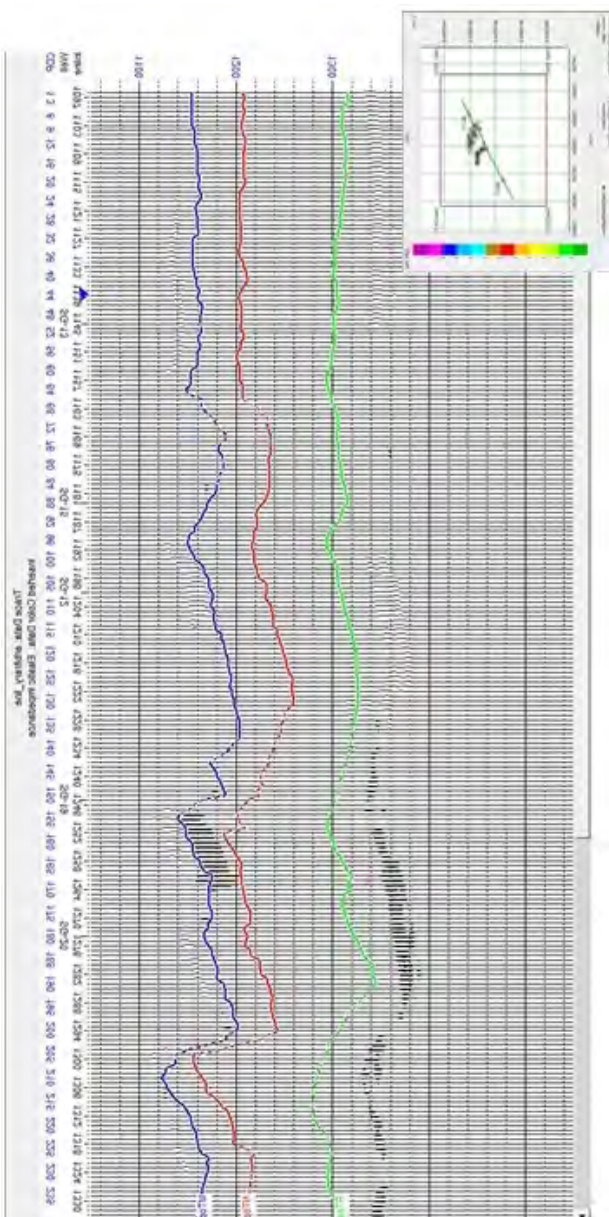
Gambar 5.5. Penampang seismik *real* (a), penampang seismik sintetik (b), *error* trace seismik (c), dan (d) hasil inversi *El near*

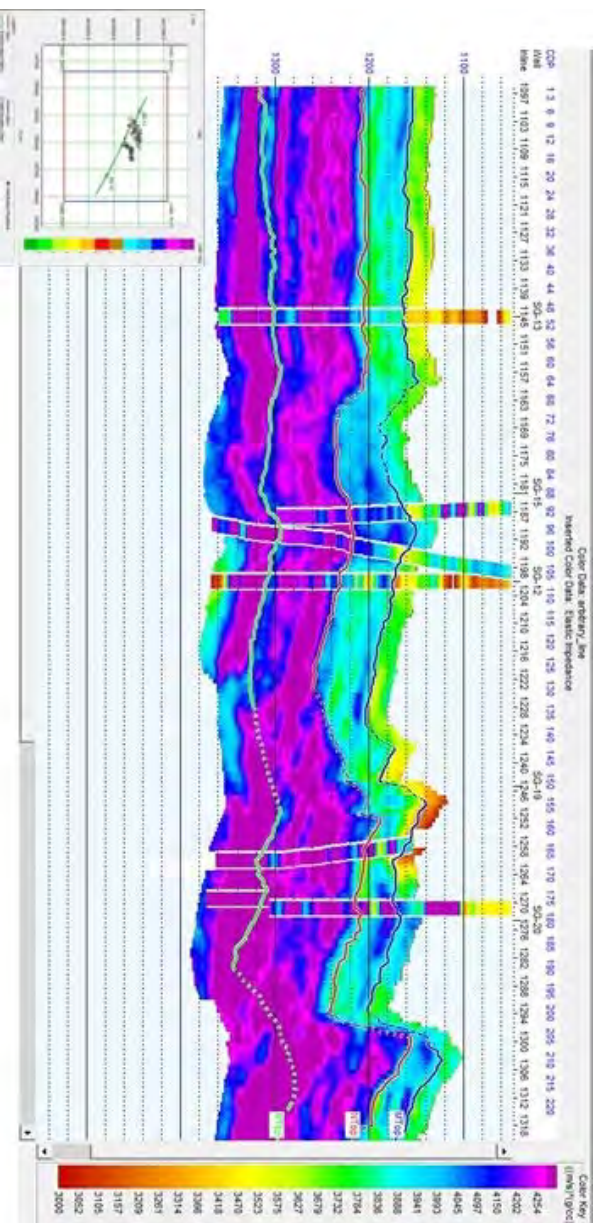




(b)





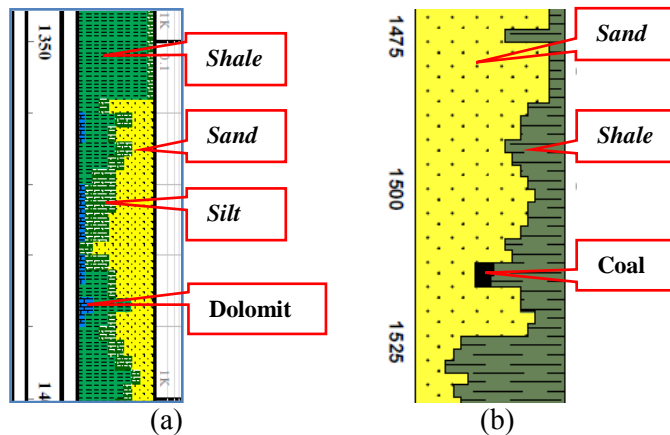


(d)

Gambar 5.6. Penampang seismik *red* (a), penampang seismik sintetik (b), *error* trace seismik (c), dan (d) hasil inversi *El far*



Besarnya kecepatan gelombang-S ( $V_s$ ) berpengaruh pada nilai EI. dalam penelitian ini,  $V_s$  diperoleh dari hasil prediksi secara empiris menggunakan persamaan Castagna. Persamaan empiris Castagna mengasumsikan lapisan merupakan clean *sand*. Sedangkan berdasarkan data mudlog, zona target tersisipi kandungan batuan lain seperti dolomit, *silt*, *shale*, bahkan coal. Gambar 5.7 merupakan contoh data mudlog yang menunjukkan batuan penyusun salah satu zona target dari sumur NRT-11 dan NRT-16. Hal ini memungkinkan terjadinya error dalam estimasi  $V_s$ . Namun seberapa besar perkiraan error yang dihasilkan tidak dapat secara pasti dihitung karena tidak satupun sumur yang memiliki data  $V_s$  sebagai pembanding. Kemungkinan besar error dari estimasi  $V_s$  ini menyebabkan error hasil inversi yang telah diperlihatkan pada bagian analisa inversi karena log EI dipengaruhi nilai  $V_s$ .



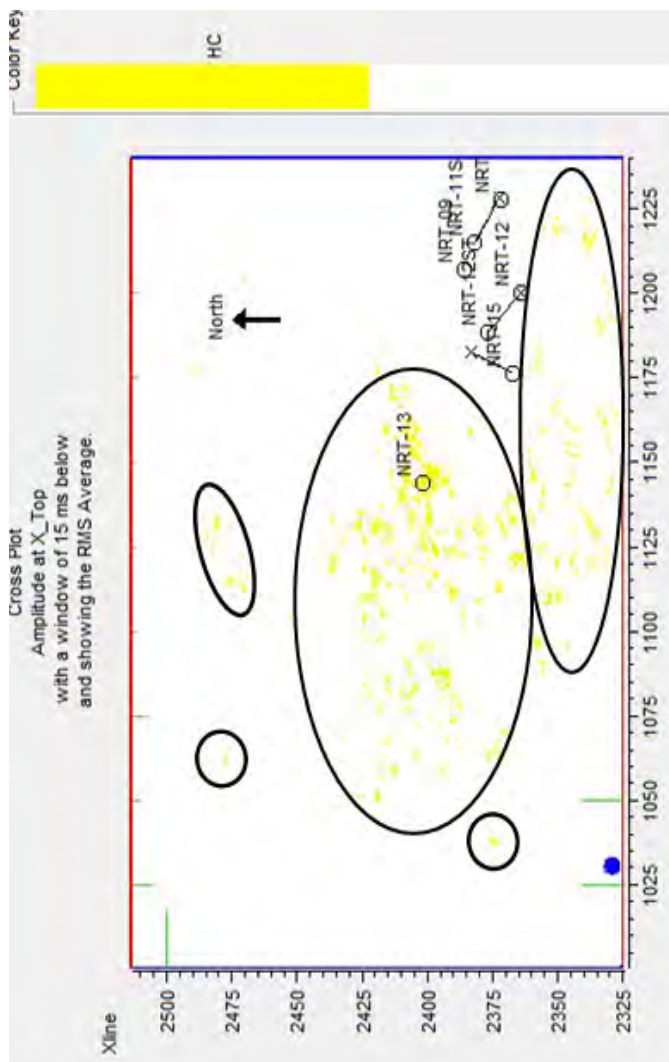
Gambar 5.7 Cuplikan data mudlog sumur NRT-11 (a) dan NRT-16 (b)

Horizon slice dibuat untuk mengetahui persebaran horizontal pada penampang seismik baik itu AI, porositas maupun EI. Dari hasil slice EI lapisan TG\_1 seperti terlihat pada gambar 5.8 (a), diketahui bahwa ada beberapa zona prospek hidrokarbon

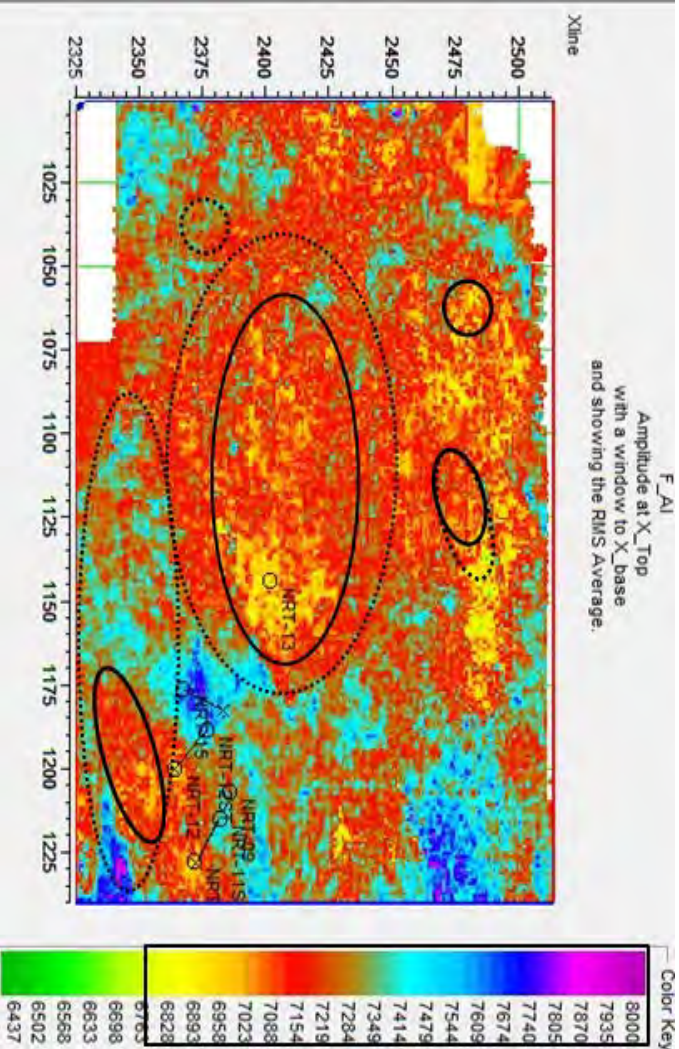
yang ditandai dengan warna kuning. Jika diperhatikan, dari semua sumur yang ada di blok A, hanya sumur NRT-13 yang menunjukkan keberadaan hidrokarbon dengan sangat jelas. Sementara sumur lainnya tidak. Hal ini sesuai dengan kondisi di lapangan dimana sumur NRT-13 pada lapisan TG\_1 terbukti mengandung hidrokarbon, sedangkan yang lainnya adalah air. Namun tidak dapat ditarik kesimpulan langsung dari hasil inversi EI bahwa sumur lainnya tidak mengandung hidrokarbon. Hal ini dikarenakan berdasarkan data mudlog, sumur-sumur tersebut mengindikasikan adanya hidrokarbon. Tidak munculnya indikasi hidrokarbon ini dapat disebabkan oleh beberapa hal, diantaranya adalah error dari estimasi Vs seperti yang telah dijelaskan sebelumnya. Selain itu, dapat juga dikarenakan kandungan hidrokarbon yang lebih kecil dari air.

*Slice crossplot EI near* dan *far* menunjukkan beberapa zona yang prospektif mengandung hidrokarbon seperti terlihat pada gambar 4.8 (lingkaran hitam). Namun, jika dilihat dari hasil slice inversi AI pada bagian yang sama, sebagian dari zona prospek di sebelah utara sumur NRT-13 ternyata berada pada rentang AI *shale* yang tidak memungkinkan untuk menjadi reservoir.

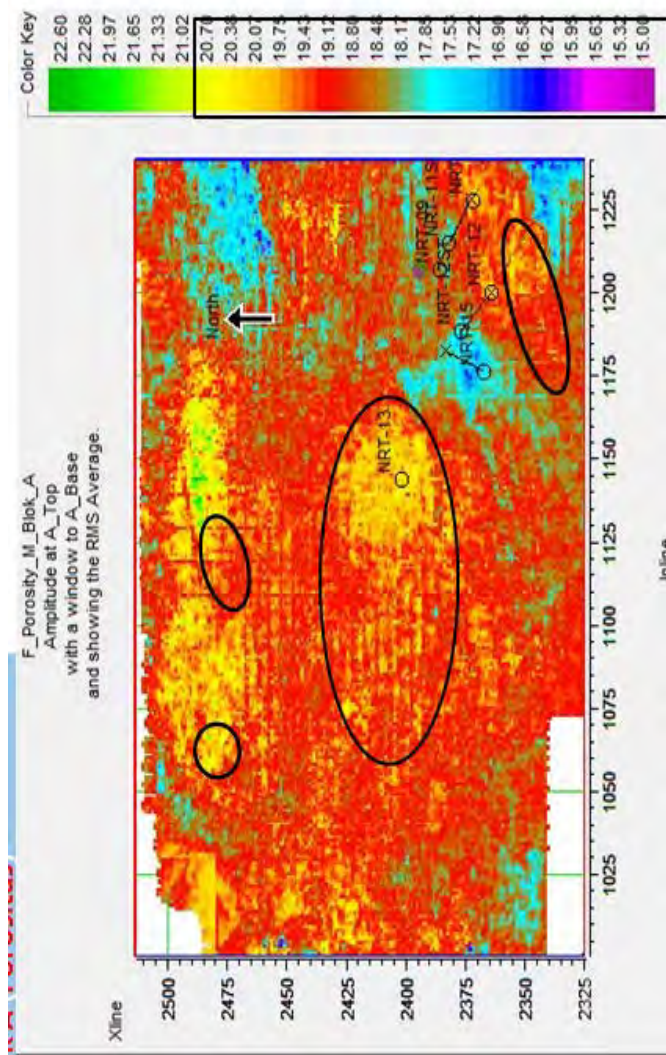
Sementara itu, zona di sebelah barat hingga tenggara sumur NRT-13 memiliki nilai AI dalam rentang *sand*. Namun, dalam rentang tersebut, hanya beberapa daerah yang memiliki nilai AI rendah relatif terhadap *cutoff*nya dan porositas tinggi. Rentang AI zona tersebut adalah 6750-7100 (m/s)(gr/cc) dengan porositas 19-20,9%. Hal ini terlihat pada gambar 5.8 (b) dan (c), zona prospek berdasarkan slice EI (lingkaran putus-putus) dipersempit menjadi zona baru di dalamnya yang memiliki porositas relatif tinggi (lingkaran hitam). Zona baru tersebut lebih cocok sebagai reservoir karena memiliki porositas yang lebih tinggi dari lainnya.



(a)



(b)



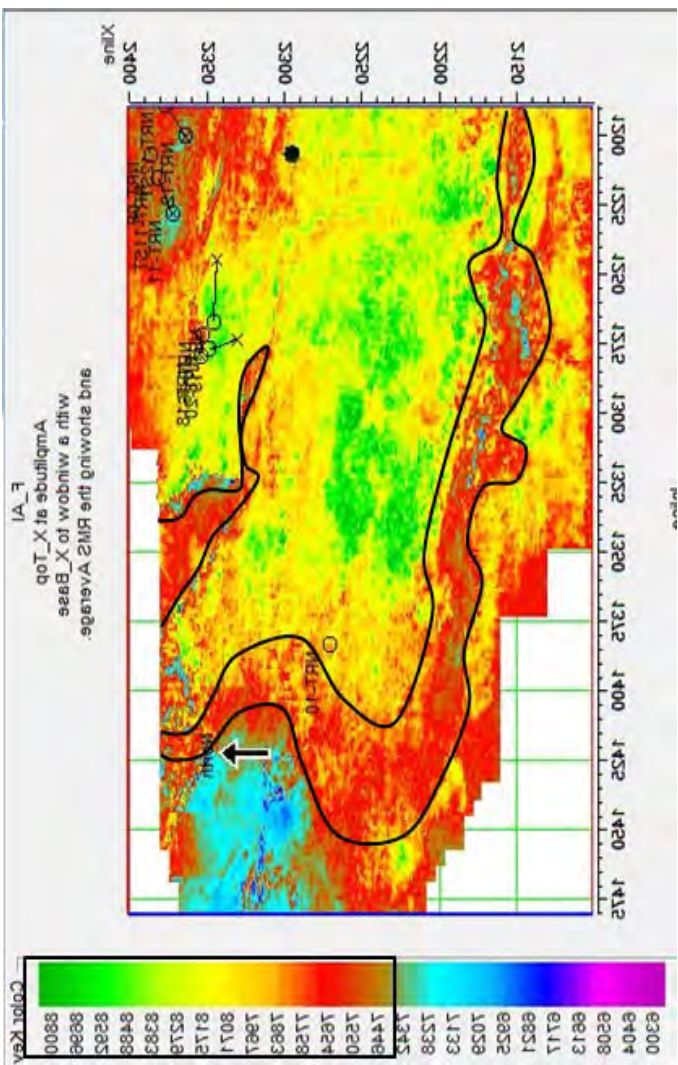
©

Gambar 5.8. *Slice crossplot* incersi EI (a), *slice* hasil inversi AI (b), dan *slice* porositas (c) lapisan TG\_1

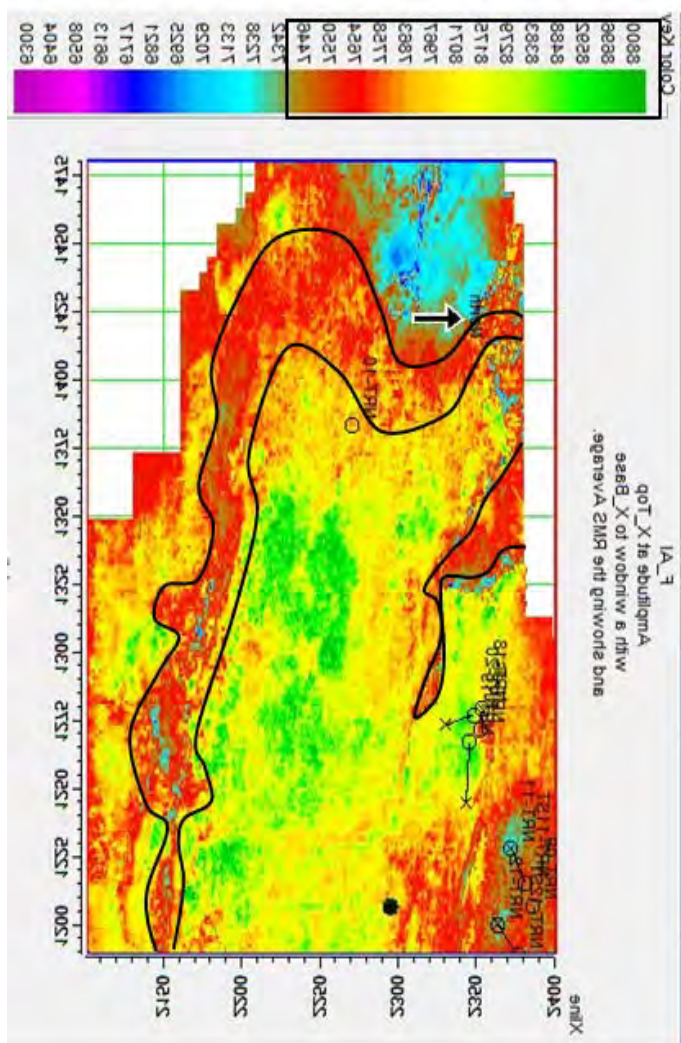
Gambar 5.9 merupakan slice hasil inversi AI, porositas, dan EI dari lapisan TG\_2. Selain di daerah sumur produksi, terdapat beberapa zona prospek lainnya yang ditandai dengan garis hitam dalam gambar 5.9 dengan nilai AI 7300-7900 (m/s)(gr/cc). Zona prospek berdasarkan hasil inversi AI berada pada bagian barat daya hingga timur laut dari sumur produksi. Zona tersebut memiliki nilai AI yang relatif rendah terhadap *cutoff*nya (gambar 5.9.(a)). Namun, didalam zona tersebut terdapat sebagian kecil *shale* jika dilihat dari nilai AI. Daerah *shale* dalam zona tersebut terlihat memiliki porositas yang tinggi pada gambar 5.9 (b). Namun, porositas pada zona *shale* diabaikan karena dalam transformasi AI menjadi porositas, data *shale* tidak diikuti sertakan. Porositas yang dihasilkan valid untuk zona *sand* berdasarkan nilai AI.

Zona di bagian tengah sebenarnya masih berada dalam rentang AI *sand*. Namun nilai AI zona tersebut relatif tinggi sehingga menyebabkan porositasnya rendah (gambar 5.9 (b)). *Sand* dengan porositas yang rendah kurang cocok untuk reservoir. hasil inversi EI yang diperlihatkan oleh gambar 5.9 (c) menunjukkan adanya prospek hidrokarbon pada zona tersebut. Bagian yang tidak menunjukkan keberadaan hidrokarbon ditandai dengan lingkaran abu-abu. Porositas zona prospektif lapisan TG\_2 berkisar 18-20%.

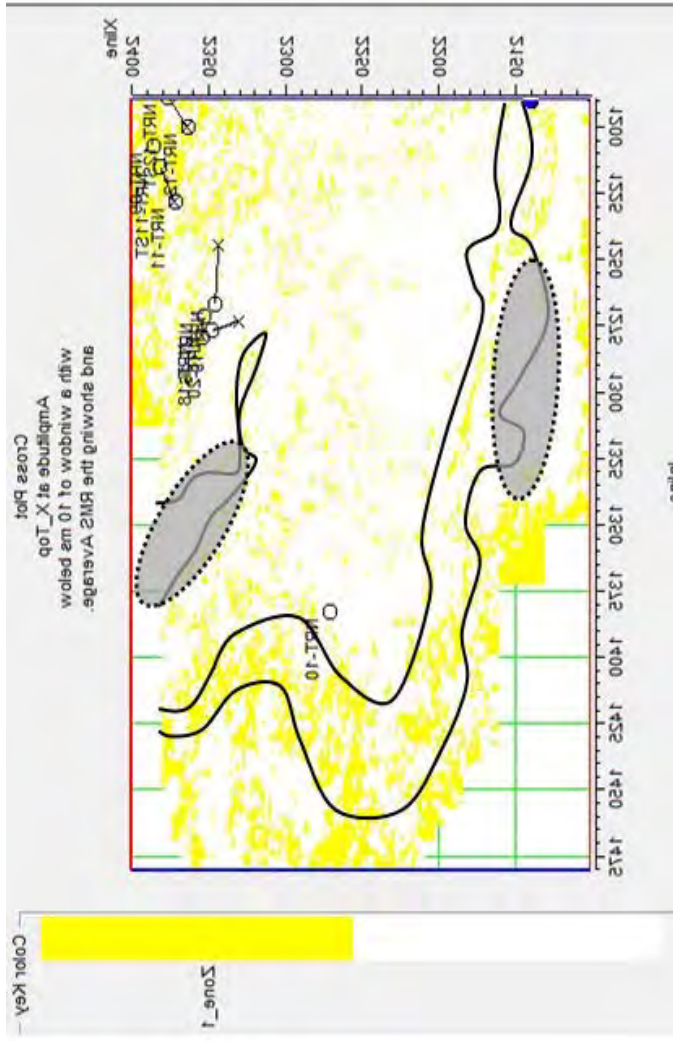
(a)





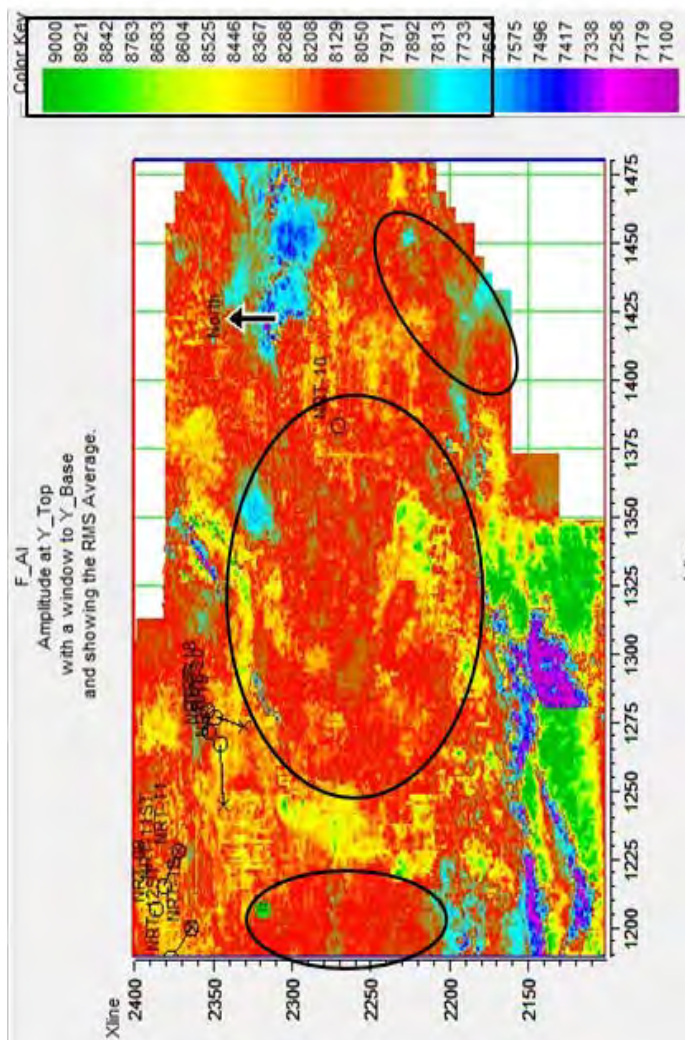




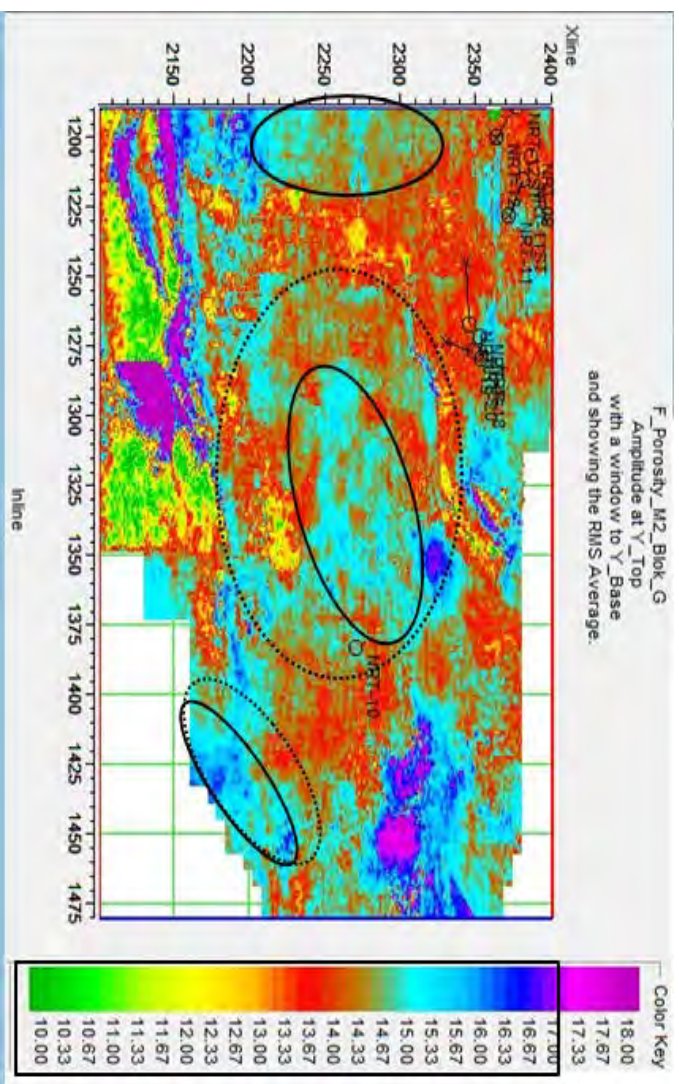


Analisa lapisan TG\_3 diberikan oleh gambar 5.10. Zona prospek berdasarkan nilai AI berada di bagian barat, tengah, dan tenggara. Zona tersebut memiliki nilai AI yang relatif rendah yaitu 7650-8300 (m/s)(gr/cc) dalam rentang AI *sand* seperti terlihat pada gambar 5.10 (a). Daerah barat daya sampai selatan merupakan zona *shale* dan *sand* dengan AI relatif tinggi yang berarti porositas rendah. Hal yang sama juga terlihat di daerah timur laut.

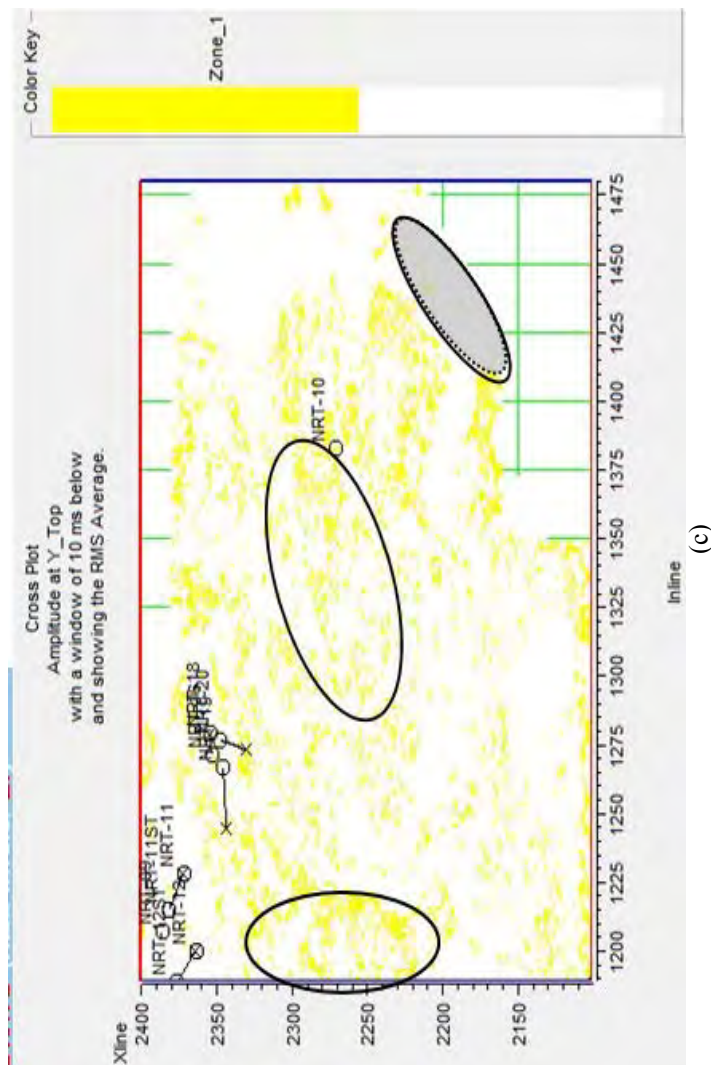
Dari slice porositas terlihat zona yang memiliki porositas tinggi sekitar 15%-17% yang diwakili oleh warna biru. Zona tersebut kemudian dianalisa berdasarkan hasil inversi EI. Slice EI menunjukkan zona di sebelah tenggara tidak mengindikasikan keberadaan hidrokarbon. Sehingga diketahui bahwa zona ideal untuk reservoir ada di sebelah barat-tengah (lingkaran hitam gambar 5.10 (c)). Zona tersebut memiliki porositas 15%-17%.



(a)



(b)



Gambar 5.10. (a) *slice* hasil inversi AI, (b) *slice* porositas, dan (c) *Slice crossplot* incersi El lapisan TG\_3

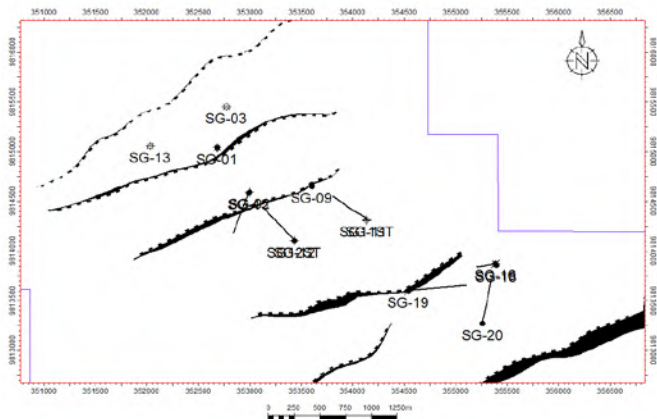
***“Halaman ini sengaja dikosongkan”***

## BAB V

### HASIL DAN PEMBAHASAN

Dari hasil uji sensitifitas, dapat diketahui bahwa lapisan yang dapat dibedakan antara *sand* dan *shale* adalah lapisan TG\_1, TG\_2, dan TG\_3. Sedangkan untuk lapisan TG\_4 dan TG\_5, nilai AI dari *sand* dan *shale* tidak dapat dipisahkan (*overlap*) sehingga metode AI kurang cocok untuk menentukan persebaran lapisan *sand* TG\_4. Lapisan *sand* pada lapangan ini memiliki nilai AI yang lebih tinggi daripada *shale* di atas dan di bawahnya meskipun *cutoff* AI tiap lapisan berbeda. Secara geologi, hal ini diakibatkan oleh sementasi lapisan *sand* yang sangat tinggi sehingga menyebabkan lapisan *sand* lebih padat.

Pada penampang seismik, lapisan TG\_1 dan TG\_2 sebenarnya merupakan suatu reflektor yang sama, namun berdasarkan hasil analisa data log, lapisan tersebut memiliki *cutoff* nilai AI yang berbeda pada blok A dan B. Hal ini diakibatkan perbedaan kompaksi karena blok A dan blok B dipisahkan oleh suatu patahan. Berikut adalah gambar peta struktur lapangan Muon:



Gambar 5.1. peta struktur lapangan Muon

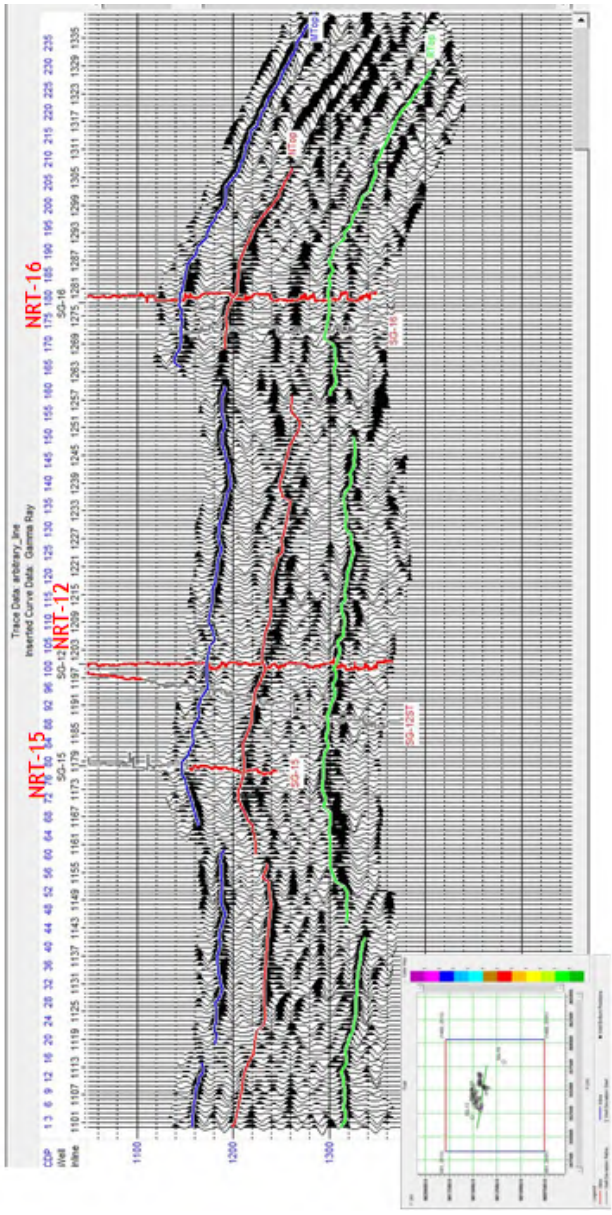
Sama halnya dengan lapisan TG\_3 dan TG\_4. Pada penampang seismik, lapisan ini merupakan satu buah reflektor. Namun dari analisa log, terdapat perbedaan karakter *sand* yang terlihat pada log *gamma ray*. Perbedaan mineral ini juga terlihat pada data mudlog. Berdasarkan analisa geologi, kemungkinan lapisan TG\_3 berupa sebuah *channeling* yang hanya ada pada blok B, sedangkan lapisan TG\_4 berada di blok A.

Selain menghasilkan volume AI, proses inversi juga menghasilkan *trace* seismik sintetik yang dapat dijadikan sebagai *Quality Control* (QC) proses inversi. Jika proses inversi sudah optimal, maka *trace* seismik sintetik akan mendekati *trace* seismik *real*. Gambar 5.2 merupakan penampang seismik yang melewati beberapa sumur di blok A dan blok B. *Trace* seismik *real* dan sintetik ditunjukkan oleh gambar 5.2 (a) dan (b). Error dari kedua *trace* diperlihatkan pada gambar 5.2 (c).

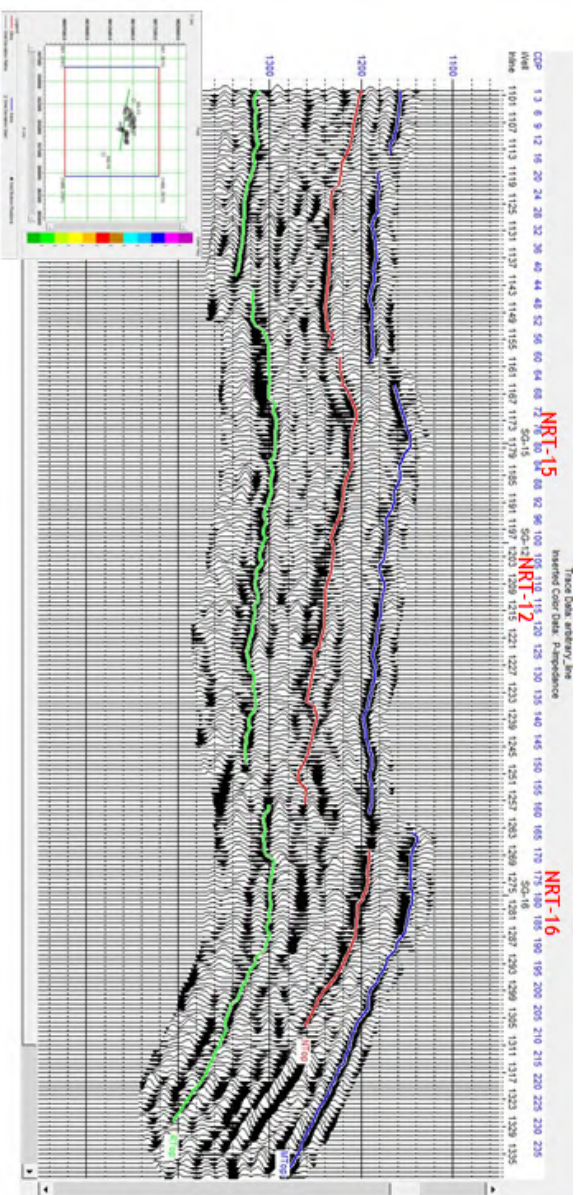
Gambar 5.3 merupakan penampang lateral hasil inversi yang melewati beberapa sumur dengan *inserted* log AI yang telah difilter (0-0-60-75). Terlihat struktur patahan yang merupakan perangkap hidrokarbon pada lapangan ini. Pada gambar tersebut dapat terlihat bahwa nilai AI hasil inversi sebagian besar telah mengikuti data log sumur. Sehingga dapat dikatakan bahwa nilai AI hasil inversi telah mendekati kondisi sebenarnya.

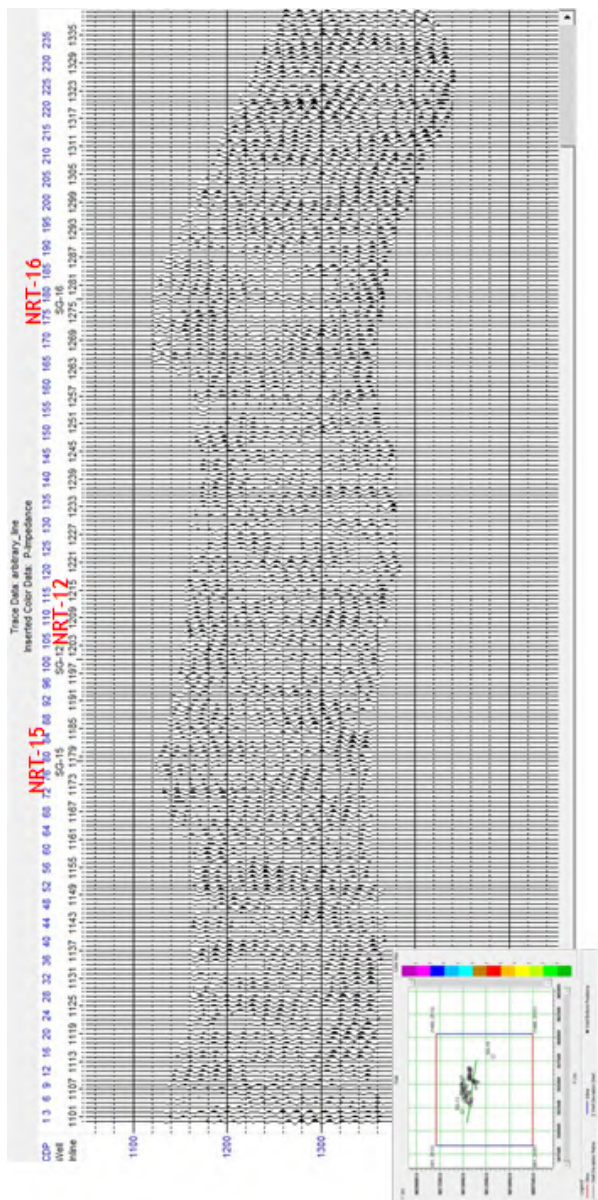
Dari nilai *cutoff* AI yang diperoleh berdasarkan *crossplot*, *sand* pada lapisan TG\_1 yang memiliki nilai AI di atas 6750 (gr/cc)\*(m/s), diwakili oleh warna kuning ke atas. Lapisan TG\_1 dan TG\_2 dipisahkan oleh sebuah patahan yang terlihat di sebelah kanan penampang AI atau tenggara pada *basemap*. Lapisan *sand* TG\_2 sendiri diwakili oleh warna merah tua ke atas dalam skala warna. Untuk lapisan TG\_3 yang hanya ada pada blok B, diwakili oleh warna biru muda ke atas dalam skala warna.





(a)

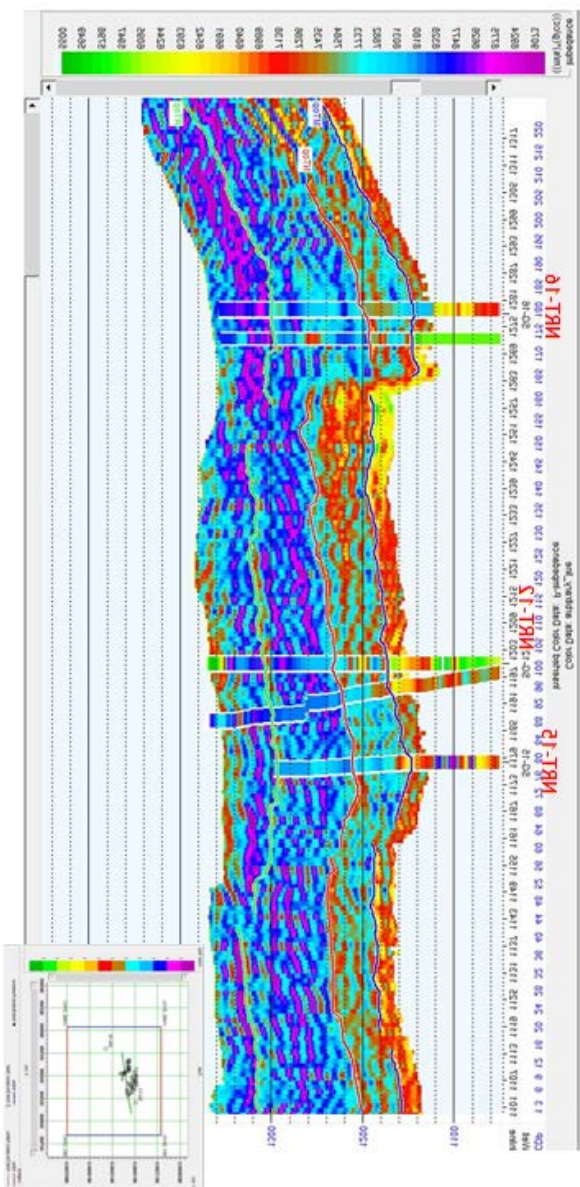




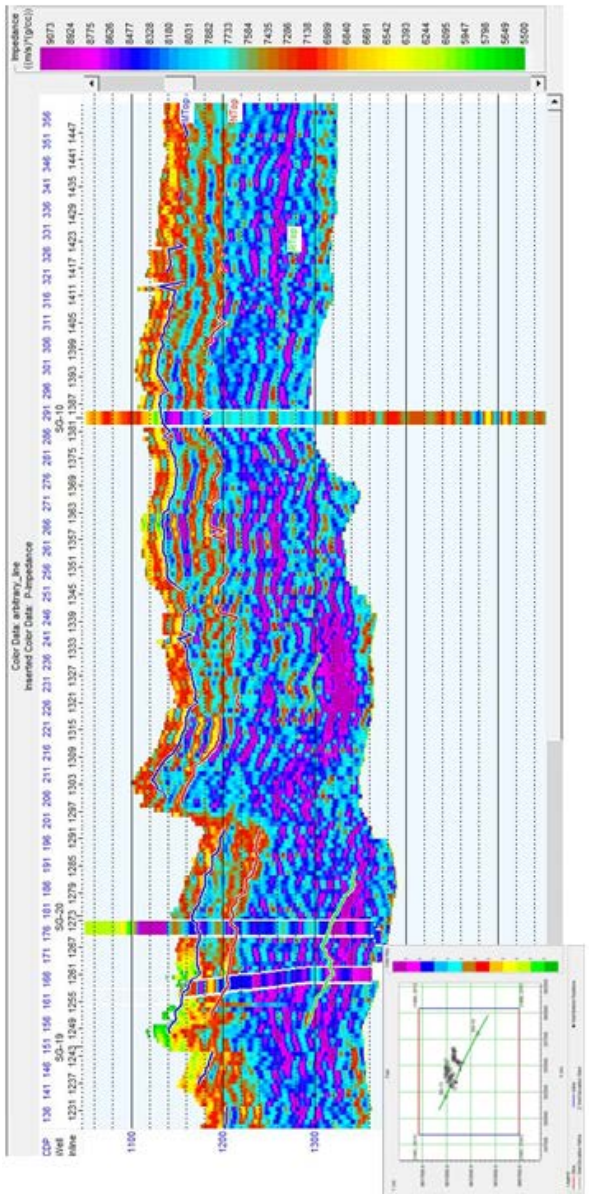
(c)

Gambar 5.2. Penampang seismik *real* (a), penampang seismik sintetik (b) dan *error* (c) antara seismik sintetik dan seismik *real*.





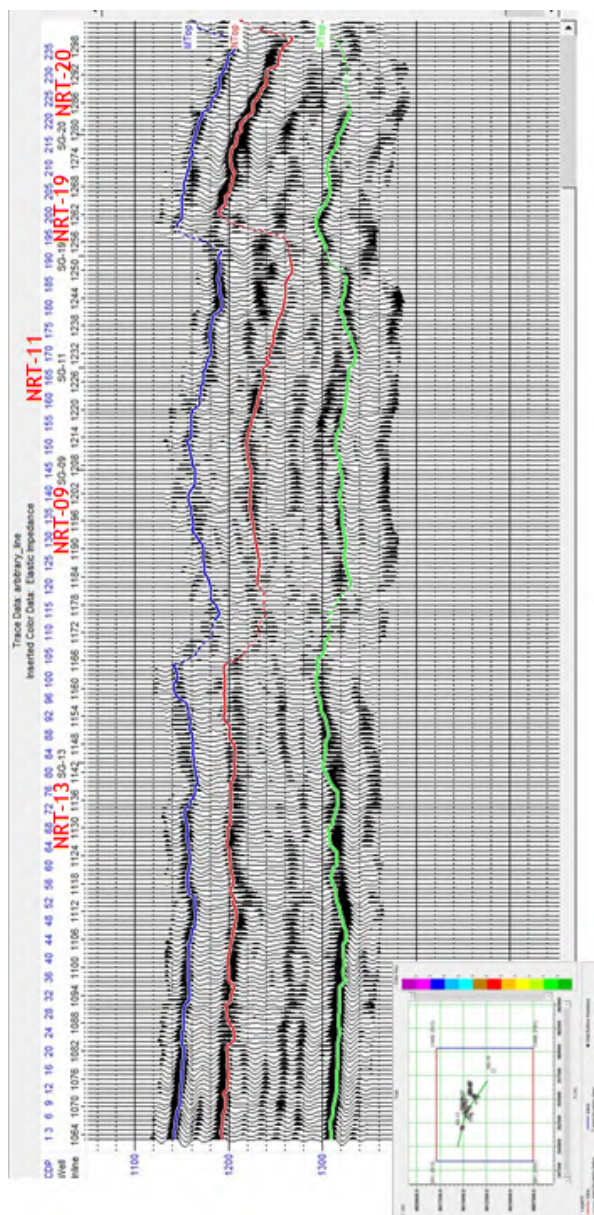
Gambar 5.3. Hasil inversi AI



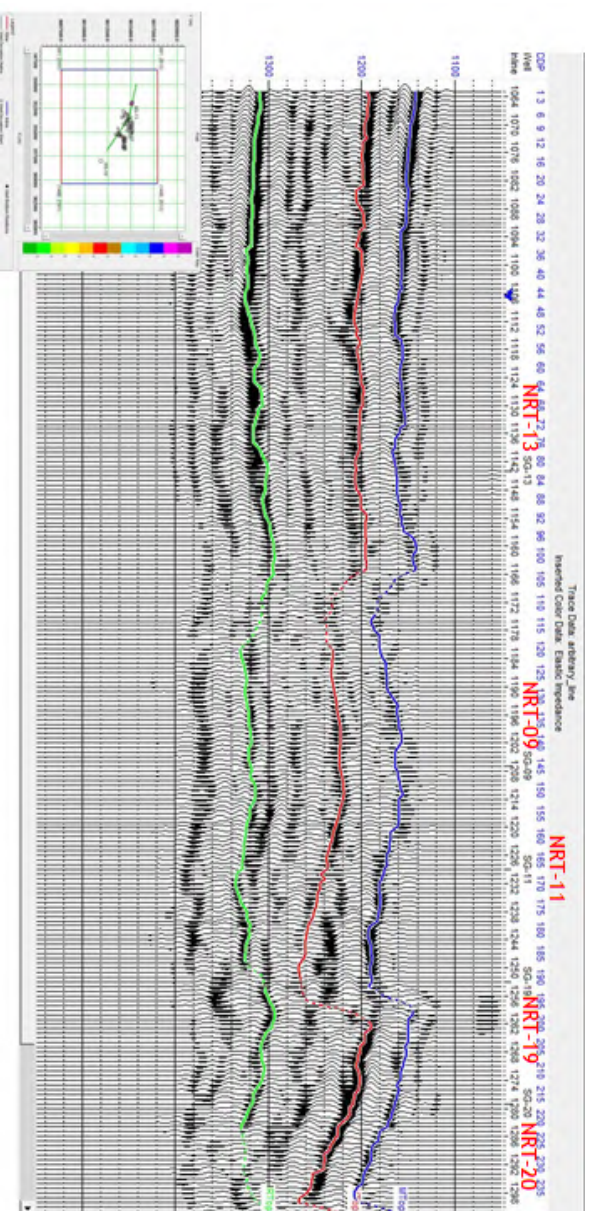
Gambar 5.4. *Blind well* test sumur NRT-10

Sebagai QC apakah proses AI sudah optimal pada daerah yang terletak jauh dari kontrol data sumur, dilakukan *blind well* test. Yaitu dengan memasukkan sumur NRT-10 yang tidak diikuti sertakan dalam proses inversi. Jika hasil inversi AI relatif mendekati log AI pada sumur tersebut, maka hasil inversi dapat dikatakan telah mendekati kondisi yang sebenarnya. Penampang lateral dari hasil inversi yang melewati sumur NRT-10 diberikan oleh gambar 5.4.

Sama halnya dengan inversi AI, penampang lateral hasil inversi yang melewati beberapa sumur ditampilkan dengan *inserted* log EI *near* (gambar 5.5) dan *far* (gambar 5.6) yang telah difilter (0-0-60-75). Pada gambar tersebut dapat terlihat bahwa nilai EI hasil inversi sebagian besar telah mengikuti data log sumur. Sehingga dapat dikatakan bahwa nilai AI hasil inversi telah mendekati kondisi sebenarnya. Rentang ilai EI *near* cenderung besar dan hampir mendekati nilai AI, rentang sedangkan nilai EI *far* lebih kecil.

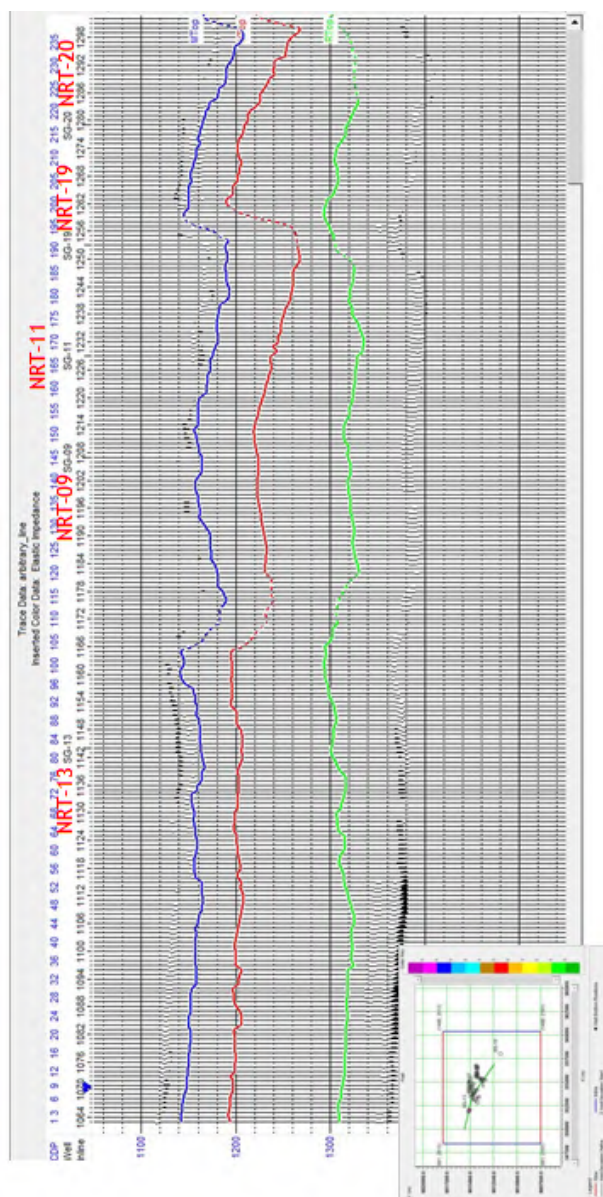




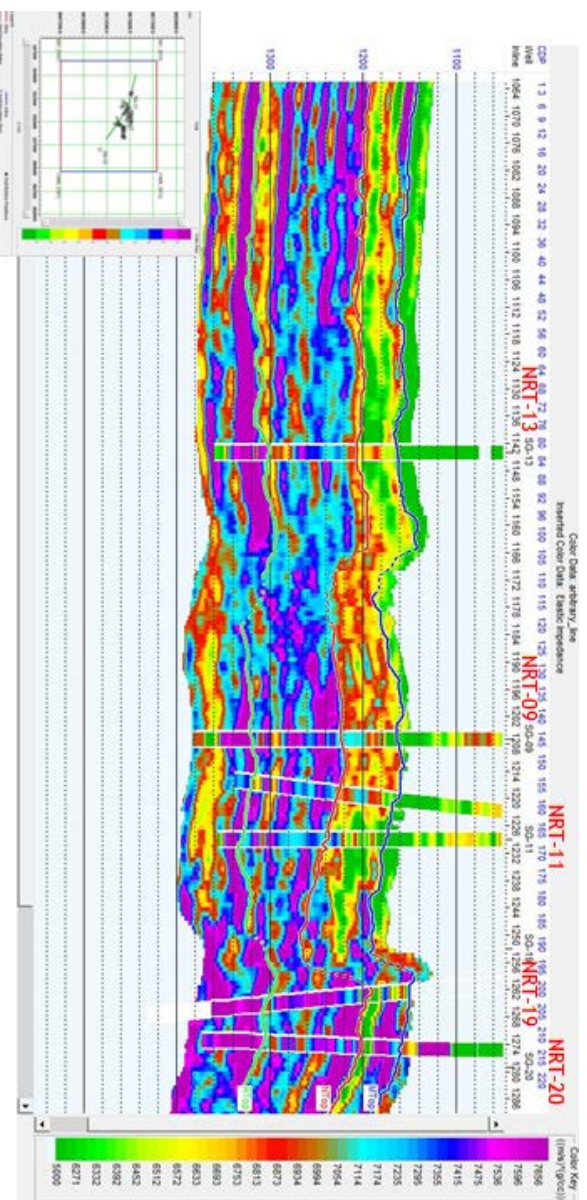


(b)



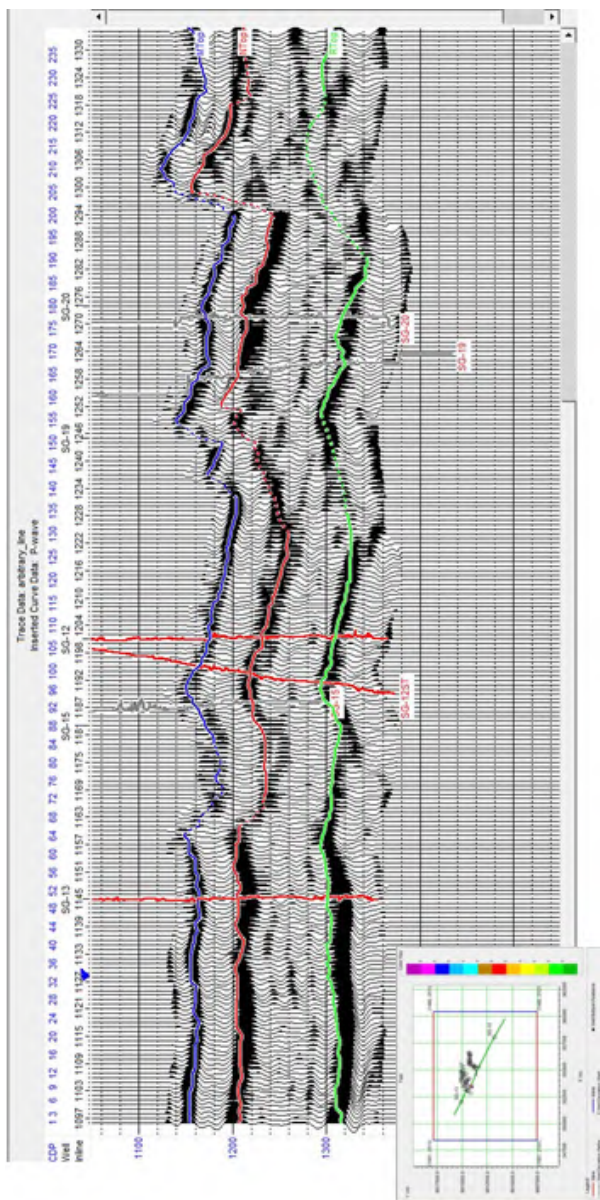


(c)

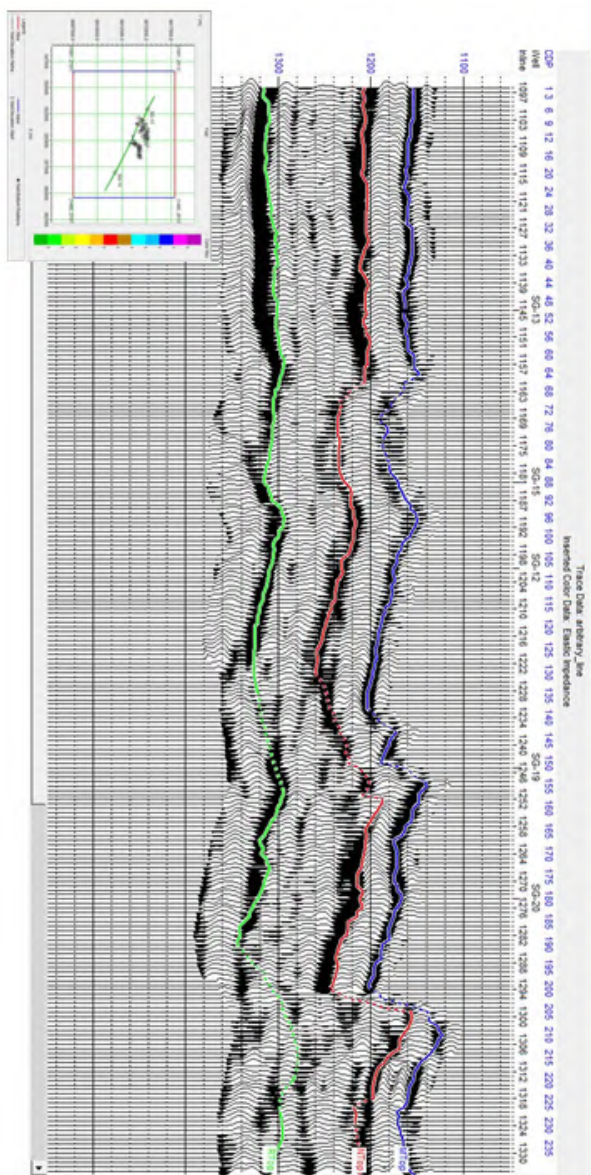


(d)

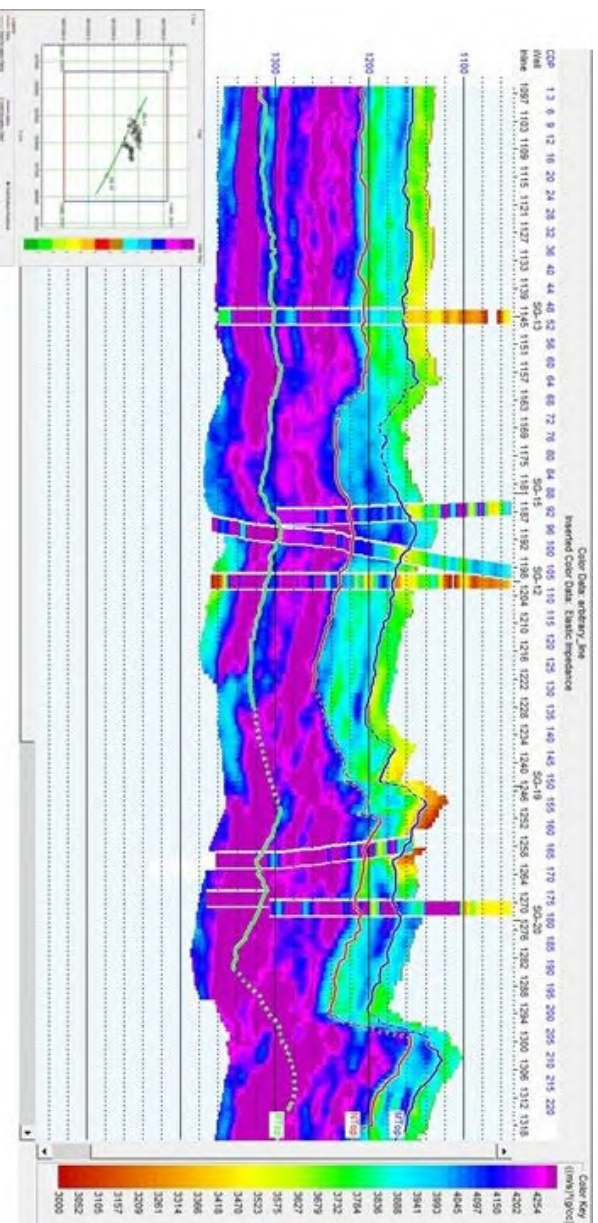
Gambar 5.5. Penampang seismik *red* (a), penampang seismik sintetik (b), *error* trace seismik (c), dan (d) hasil inversi *El near*







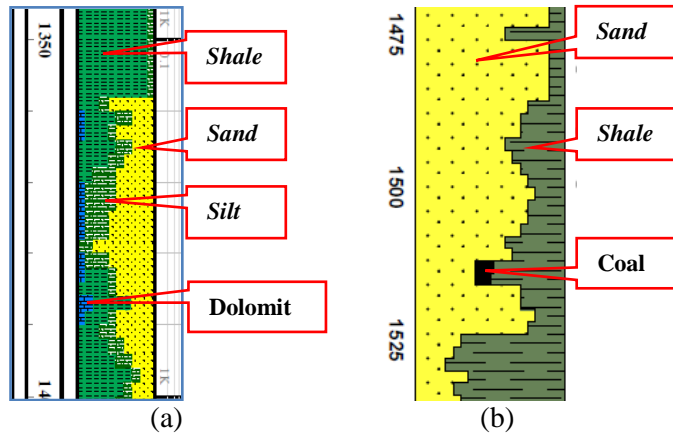




(d)

Gambar 5.6. Penampang seismik *red* (a), penampang seismik sintetik (b), *error* trace seismik (c), dan (d) hasil inversi *El far*

Besarnya kecepatan gelombang-S ( $V_s$ ) berpengaruh pada nilai EI. dalam penelitian ini,  $V_s$  diperoleh dari hasil prediksi secara empiris menggunakan persamaan Castagna. Persamaan empiris Castagna mengasumsikan lapisan merupakan clean *sand*. Sedangkan berdasarkan data mudlog, zona target tersisipi kandungan batuan lain seperti dolomit, *silt*, *shale*, bahkan coal. Gambar 5.7 merupakan contoh data mudlog yang menunjukkan batuan penyusun salah satu zona target dari sumur NRT-11 dan NRT-16. Hal ini memungkinkan terjadinya error dalam estimasi  $V_s$ . Namun seberapa besar perkiraan error yang dihasilkan tidak dapat secara pasti dihitung karena tidak satupun sumur yang memiliki data  $V_s$  sebagai pembanding. Kemungkinan besar error dari estimasi  $V_s$  ini menyebabkan error hasil inversi yang telah diperlihatkan pada bagian analisa inversi karena log EI dipengaruhi nilai  $V_s$ .



Gambar 5.7 Cuplikan data mudlog sumur NRT-11 (a) dan NRT-16 (b)

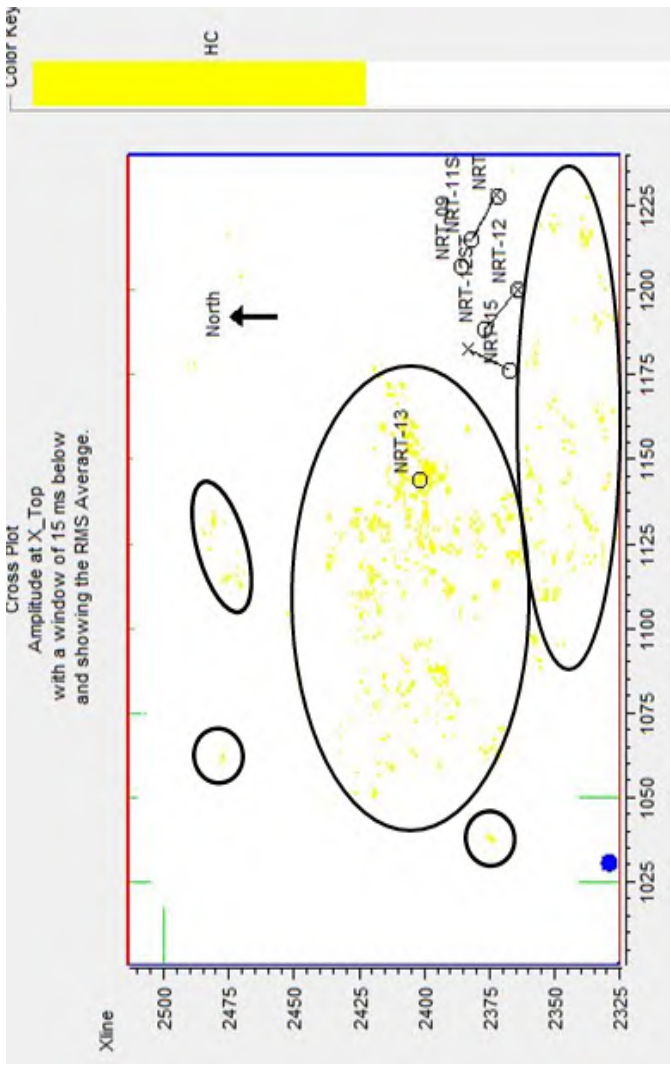
Horizon slice dibuat untuk mengetahui persebaran horizontal pada penampang seismik baik itu AI, porositas maupun EI. Dari hasil slice EI lapisan TG\_1 seperti terlihat pada gambar 5.8 (a), diketahui bahwa ada beberapa zona prospek hidrokarbon



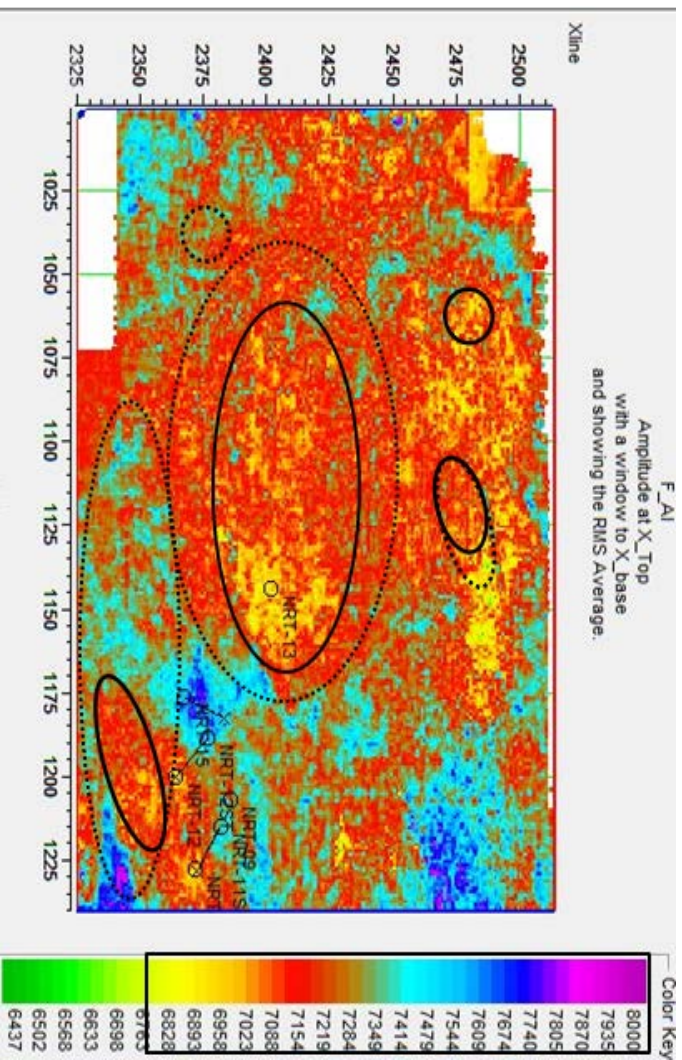
yang ditandai dengan warna kuning. Jika diperhatikan, dari semua sumur yang ada di blok A, hanya sumur NRT-13 yang menunjukkan keberadaan hidrokarbon dengan sangat jelas. Sementara sumur lainnya tidak. Hal ini sesuai dengan kondisi di lapangan dimana sumur NRT-13 pada lapisan TG\_1 terbukti mengandung hidrokarbon, sedangkan yang lainnya adalah air. Namun tidak dapat ditarik kesimpulan langsung dari hasil inversi EI bahwa sumur lainnya tidak mengandung hidrokarbon. Hal ini dikarenakan berdasarkan data mudlog, sumur-sumur tersebut mengindikasikan adanya hidrokarbon. Tidak munculnya indikasi hidrokarbon ini dapat disebabkan oleh beberapa hal, diantaranya adalah error dari estimasi Vs seperti yang telah dijelaskan sebelumnya. Selain itu, dapat juga dikarenakan kandungan hidrokarbon yang lebih kecil dari air.

*Slice crossplot EI near* dan *far* menunjukkan beberapa zona yang prospektif mengandung hidrokarbon seperti terlihat pada gambar 4.8 (lingkaran hitam). Namun, jika dilihat dari hasil slice inversi AI pada bagian yang sama, sebagian dari zona prospek di sebelah utara sumur NRT-13 ternyata berada pada rentang AI *shale* yang tidak memungkinkan untuk menjadi reservoir.

Sementara itu, zona di sebelah barat hingga tenggara sumur NRT-13 memiliki nilai AI dalam rentang *sand*. Namun, dalam rentang tersebut, hanya beberapa daerah yang memiliki nilai AI rendah relatif terhadap *cutoff*nya dan porositas tinggi. Rentang AI zona tersebut adalah 6750-7100 (m/s)(gr/cc) dengan porositas 19-20,9%. Hal ini terlihat pada gambar 5.8 (b) dan (c), zona prospek berdasarkan slice EI (lingkaran putus-putus) dipersempit menjadi zona baru di dalamnya yang memiliki porositas relatif tinggi (lingkaran hitam). Zona baru tersebut lebih cocok sebagai reservoir karena memiliki porositas yang lebih tinggi dari lainnya.



(a)

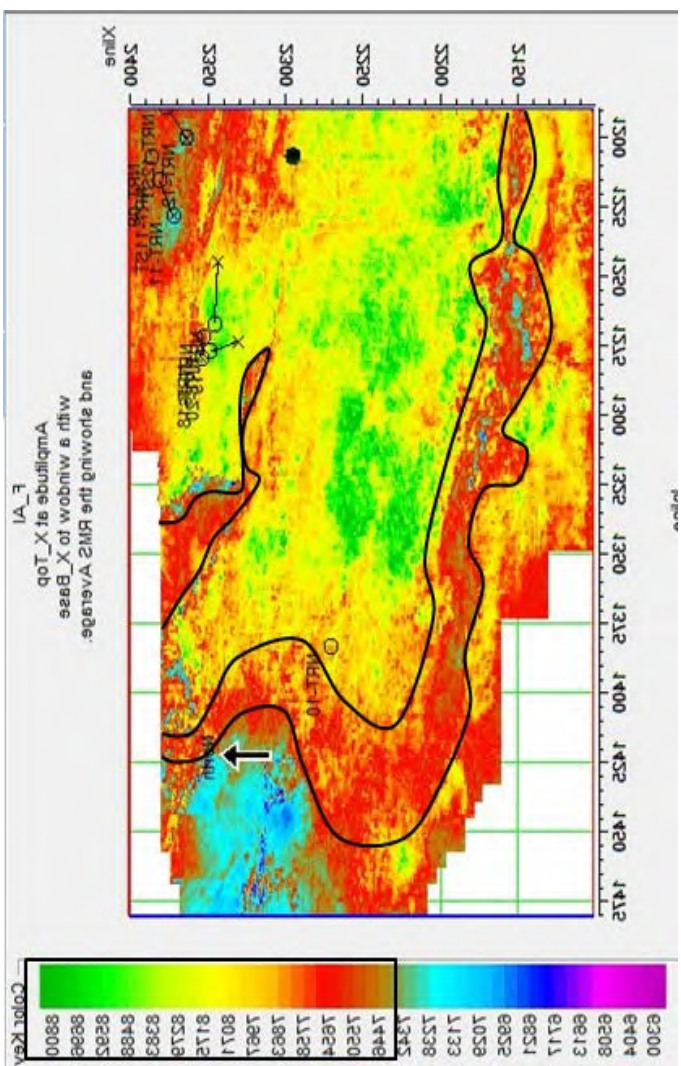


(b)



Gambar 5.9 merupakan slice hasil inversi AI, porositas, dan EI dari lapisan TG\_2. Selain di daerah sumur produksi, terdapat beberapa zona prospek lainnya yang ditandai dengan garis hitam dalam gambar 5.9 dengan nilai AI 7300-7900 (m/s)(gr/cc). Zona prospek berdasarkan hasil inversi AI berada pada bagian barat daya hingga timur laut dari sumur produksi. Zona tersebut memiliki nilai AI yang relatif rendah terhadap *cutoff*nya (gambar 5.9.(a)). Namun, didalam zona tersebut terdapat sebagian kecil *shale* jika dilihat dari nilai AI. Daerah *shale* dalam zona tersebut terlihat memiliki porositas yang tinggi pada gambar 5.9 (b). Namun, porositas pada zona *shale* diabaikan karena dalam transformasi AI menjadi porositas, data *shale* tidak diikuti sertakan. Porositas yang dihasilkan valid untuk zona *sand* berdasarkan nilai AI.

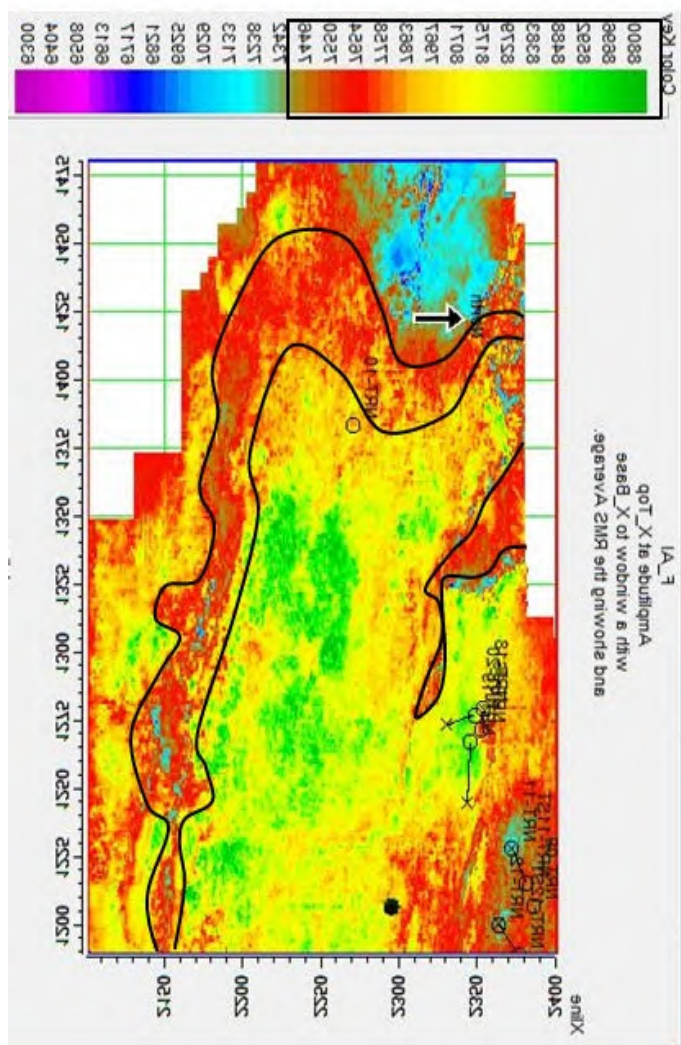
Zona di bagian tengah sebenarnya masih berada dalam rentang AI *sand*. Namun nilai AI zona tersebut relatif tinggi sehingga menyebabkan porositasnya rendah (gambar 5.9 (b)). *Sand* dengan porositas yang rendah kurang cocok untuk reservoir. hasil inversi EI yang diperlihatkan oleh gambar 5.9 (c) menunjukkan adanya prospek hidrokarbon pada zona tersebut. Bagian yang tidak menunjukkan keberadaan hidrokarbon ditandai dengan lingkaran abu-abu. Porositas zona prospektif lapisan TG\_2 berkisar 18-20%.



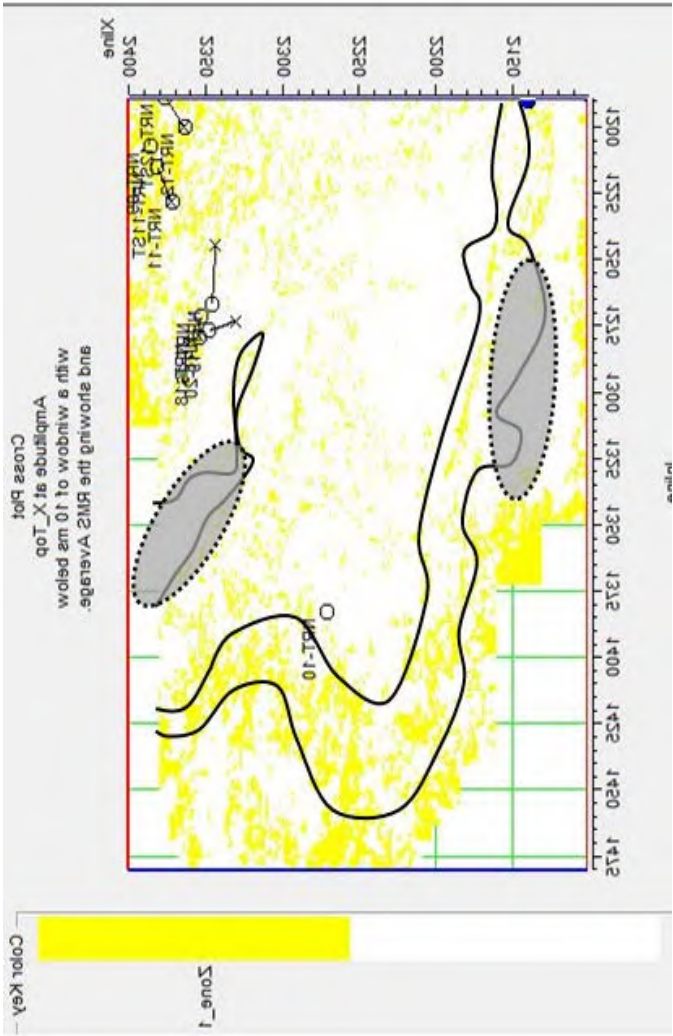
(a)



(b)





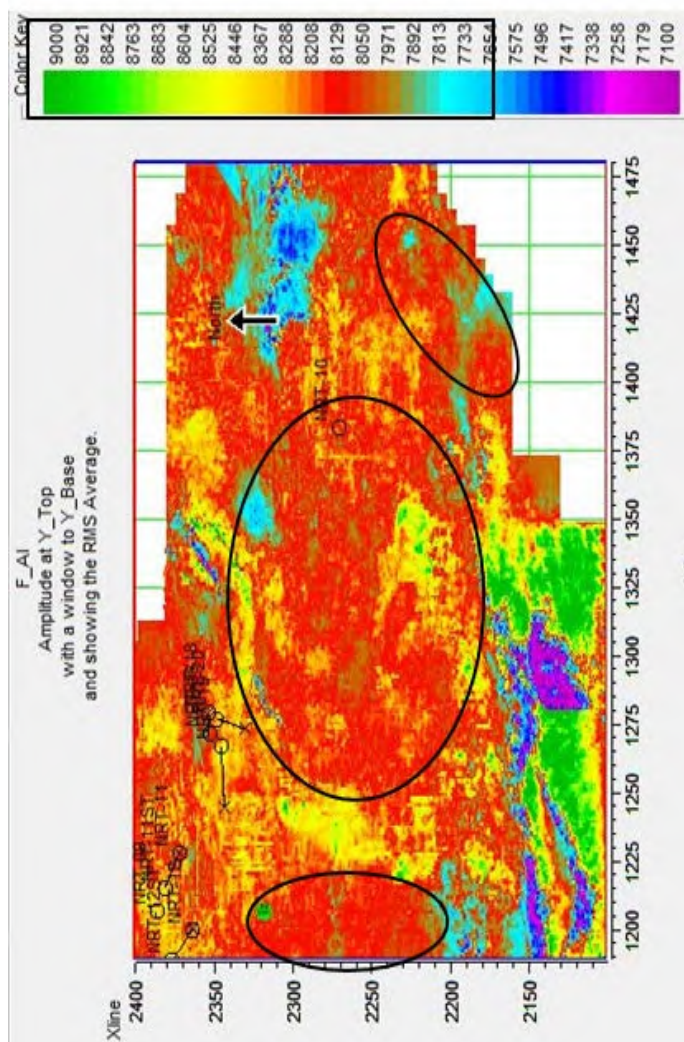


(c)

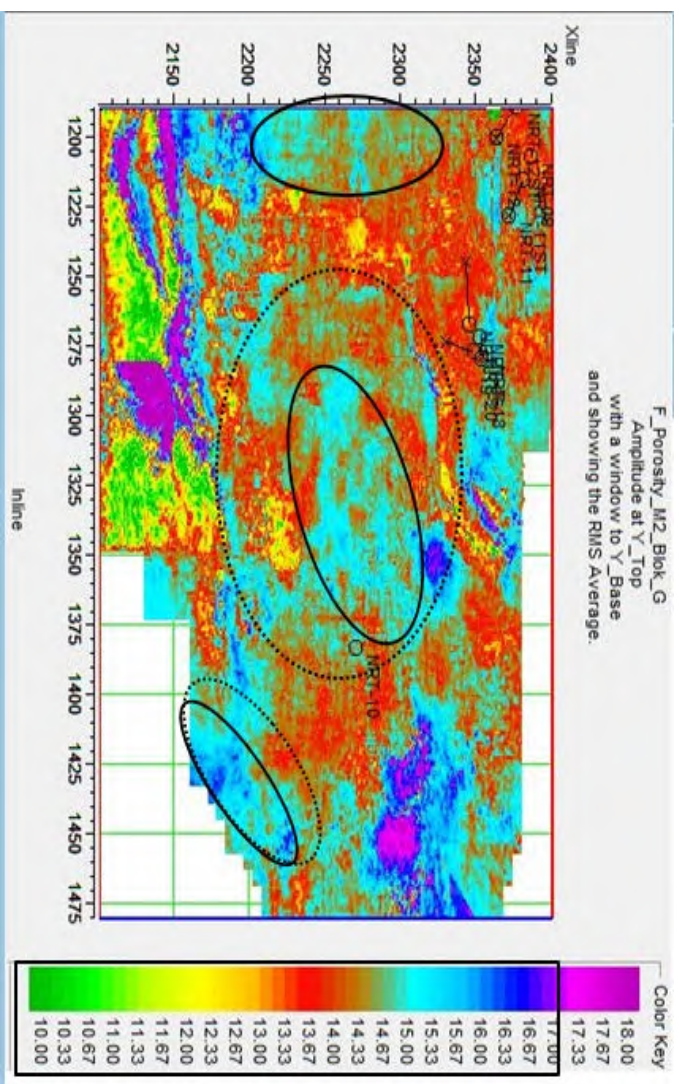
Gambar 5.9. (a) *slice* hasil inversi AI, (b) *slice* porositas, dan (c) *Slice crossplot* incersi EI lapisan TG\_2

Analisa lapisan TG\_3 diberikan oleh gambar 5.10. Zona prospek berdasarkan nilai AI berada di bagian barat, tengah, dan tenggara. Zona tersebut memiliki nilai AI yang relatif rendah yaitu 7650-8300 (m/s)(gr/cc) dalam rentang AI *sand* seperti terlihat pada gambar 5.10 (a). Daerah barat daya sampai selatan merupakan zona *shale* dan *sand* dengan AI relatif tinggi yang berarti porositas rendah. Hal yang sama juga terlihat di daerah timur laut.

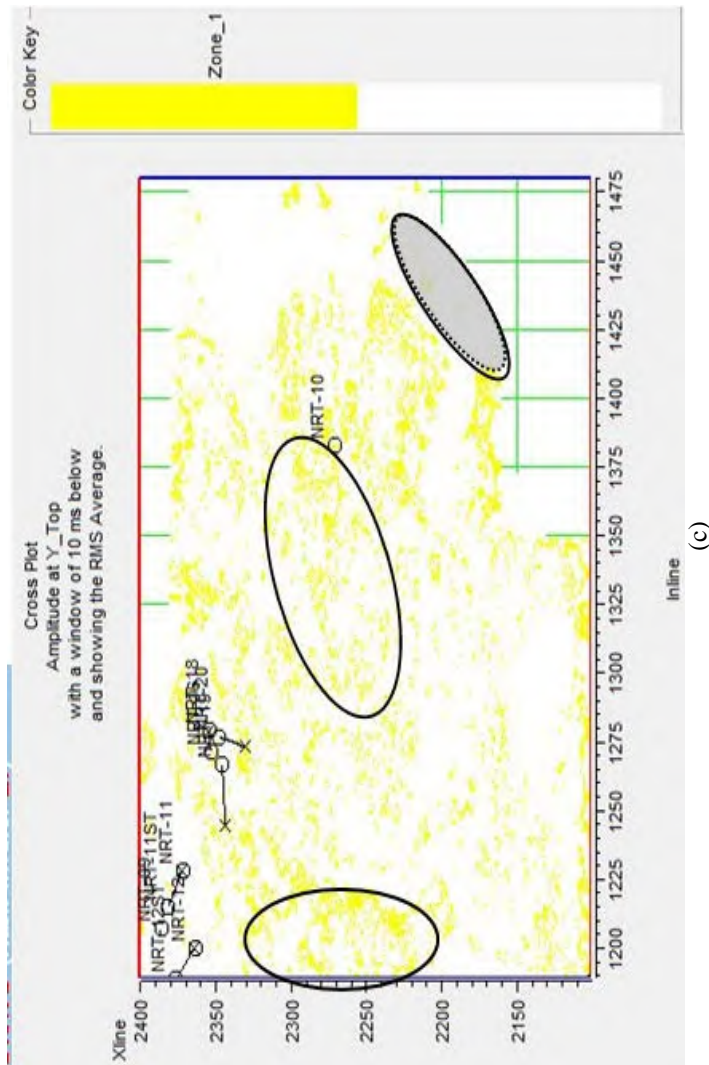
Dari slice porositas terlihat zona yang memiliki porositas tinggi sekitar 15%-17% yang diwakili oleh warna biru. Zona tersebut kemudian dianalisa berdasarkan hasil inversi EI. Slice EI menunjukkan zona di sebelah tenggara tidak mengindikasikan keberadaan hidrokarbon. Sehingga diketahui bahwa zona ideal untuk reservoir ada di sebelah barat-tengah (lingkaran hitam gambar 5.10 (c)). Zona tersebut memiliki porositas 15%-17%.



(a)



(b)



Gambar 5.10. (a) *slice* hasil inversi AI, (b) *slice* porositas, dan (c) *Slice crossplot* incersi El lapisan TG\_3

***“Halaman ini sengaja dikosongkan”***

## **BAB VI**

### **KESIMPULAN DAN SARAN**

#### **6.1. Kesimpulan**

Dari penelitian ini dapat disimpulkan bahwa:

1. Metode Acoustic Impedance dapat memisahkan lapisan *sand* TG\_1, TG\_2, dan TG\_3 pada lapangan Muon formasi Air Benakat.
2. Lapisan *Sand* memiliki nilai AI yang lebih tinggi dari lapisan *Shale* dengan *cutoff*:
  - M Blok A 6750 (m/s)(gr/cc)
  - M Blok G 7300 (m/s)(gr/cc)
  - M2 Blok G 7650 (m/s)(gr/cc)
3. Terdapat beberapa zona penyebaran lapisan *sand* yang berpotensi mengandung fluida pada lapisan target, yaitu:
  - TG\_1  
Sebelah utara, barat, dan tenggara dengan nilai AI 6750-7100 (m/s)(gr/cc) dan porositas 19-20,9%.
  - TG\_2  
Sebelah barat daya – timur laut dengan nilai AI 7300-7900 (m/s)(gr/cc) dan porositas 18-20%.
  - TG\_3  
Sebelah barat dan tengah dengan nilai AI 7650-8300 (m/s)(gr/cc) dan porositas 15-17%.

#### **6.2. Saran**

- Perlu dilakukan studi lebih lanjut untuk memetakan persebaran litologi dan fluida seperti EEI dan LMR terutama pada zona TG\_4 dan TG\_5 yang belum terpisahkan oleh metode AI.
- Perlu dilakukan prediksi porositas menggunakan Multi Atribut dan Neural Network.
- Diperlukan data  $V_s$  real agar hasil inversi lebih akurat



*“Halaman ini sengaja dikosongkan”*

# LAMPIRAN 1

## LANGKAH PERHITUNGAN DALAM *FLUID REPLACEMENT MODELLING*

Langkah melakukan Biot-Gassmann *fluid substitution* yaitu:

1. Kecepatan gelombang-S diestimasi menggunakan persamaan Castagna atau lainnya.
2. Hitung  $K$  dan  $\mu$  pada kondisi in-situ menggunakan persamaan:

$$K = \rho_B \left( V_p^2 - \frac{4}{3} V_s^2 \right); \text{ dan } \mu = \rho_B V_s^2$$

3. Hitung  $K_m$  menggunakan persamaan Hashin-Shtrikman

$$K_{HS} = K_1 + \frac{f_2}{(K_2 - K_1)^{-1} + f_1 \left( K_2 + \frac{4}{3} \mu_1 \right)^{-1}}$$

4. Hitung  $K$  dan  $\rho$  fluida menggunakan persamaan Batzle dan Wang (1992)

$$K = \frac{1}{\beta} = \frac{dP}{\left( \frac{dV}{V} \right)} = \rho \frac{dP}{d\rho}$$

5. Hitung  $K$  fluida campuran

$$\frac{1}{K_{fl}} = \frac{S_w}{K_w} + \frac{1 - S_w}{K_{HC}}$$

6. Hitung  $K_{dry}$  menggunakan persamaan:

$$K_{dry} = \frac{K_{sat} \left( \frac{\phi K_m}{K_{fl}} + 1 - \phi \right) - K_m}{\frac{\phi K_m}{K_{fl}} + \frac{K_{sat}}{K_m} + 1 - \phi}$$

7. Hitung  $K$  dan  $\rho$  fluida baru dengan saturasi yang diinginkan

8. Hitung modulus bulk tersaturasi menggunakan persamaan Gassmann

$$K_{sat} = K_{dry} + \frac{\left(1 - \frac{K_{dry}}{K_m}\right)^2}{\frac{\phi}{K_{fl}} + \frac{1-\phi}{K_m} + \frac{K_{dry}}{K_m^2}}$$

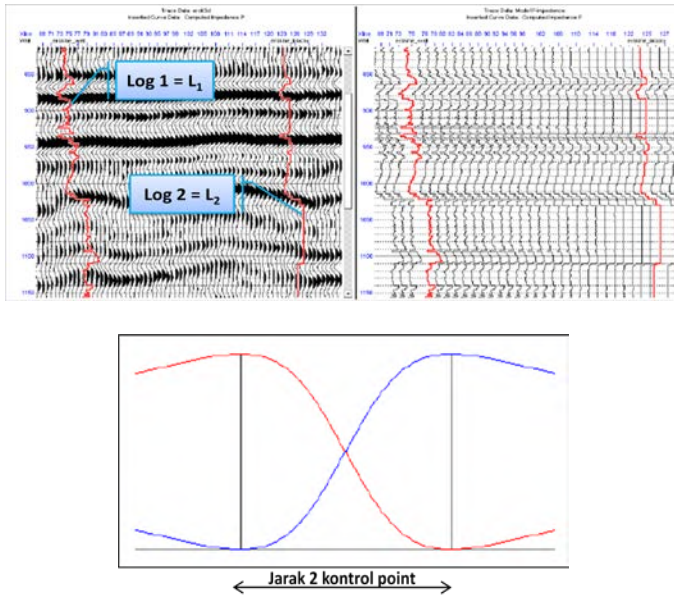
9. Hitung *bulk density* baru

$$\rho_b = (1 - \phi) \rho_{ma} + \phi \rho_{fl}$$

10. Hitung  $V_p$  dan  $V_s$  baru menggunakan persamaan 3.19 dan 3.20.

## LAMPIRAN 2

### METODE *INVERSE-DISTANCE WEIGHTING* DALAM PEMBUATAN MODEL MENGGUNAKAN LEBIH DARI SATU DATA LOG



**Gambar 1.** Ilustrasi metode *inverse-distance weighting*

$$w_i = \frac{d_1^{-2}}{d_1^{-2} + d_2^{-2}} ; w_i = \frac{d_i^{-2}}{\sum_j d_j^{-2}}$$

$$L_{out} = w_1 L_1 + w_2 L_2 ; L_{out} = \sum_i w_i L_i$$

Dimana:

w = bobot

d = jarak titik yang dicari nilainya ke kontrol poin

L = nilai log

***“Halaman ini sengaja dikosongkan”***

### LAMPIRAN 3

#### PENURUNAN PERSAMAAN *ELASTIC IMPEDANCE* DARI PERSAMAN AKI-RICHARDS

Persamaan Aki-Richards:

$$R(\theta) = A + B \sin^2 \theta + C \sin^2 \theta \tan^2 \theta$$

dengan:

$$A = \frac{1}{2} \left( \frac{\Delta V_p}{V_p} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right)$$

$$B = \frac{1}{2} \frac{\Delta V_p}{V_p} - 4 \left( \frac{\Delta V_s}{V_p} \right)^2 \frac{\Delta V_s}{V_s} - 2 \left( \frac{\Delta V_s}{V_p} \right)^2 \frac{\Delta \rho}{\rho}$$

$$C = \frac{1}{2} \frac{\Delta V_p}{V_p}$$

$R(\theta)$  pada zero offset hanya mengandung komponen A dari persamaan Aki-Richards, sehingga persamaan menjadi:

$$R(0) = \frac{1}{2} \left( \frac{\Delta V_p}{V_p} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right)$$

$$R(0) = \frac{1}{2} \left( \frac{\rho \Delta V_p + V_p \Delta \rho}{\rho V_p} \right)$$

$$R(0) = \frac{1}{2} \Delta(\rho V_p)$$

$$R(0) = \frac{1}{2} \frac{\Delta AI}{AI} \dots\dots\dots (1)$$

Connolly merumuskan persamaan EI pada sudut tidak nol analog dengan persamaan AI seperti pada persamaan (1)

$$R(\theta) \approx R(0)$$

$$R(\theta) \approx \frac{1}{2} \frac{\Delta EI}{EI}$$

$$\frac{1}{2} \frac{\Delta EI}{EI} \approx R(\theta)$$

$$\frac{1}{2} \frac{\Delta EI}{EI} \approx \left\{ \frac{1}{2} \frac{\Delta V_p}{V_p} - 4 \left( \frac{\Delta V_s}{V_p} \right)^2 \frac{\Delta V_s}{V_s} - 2 \left( \frac{\Delta V_s}{V_p} \right)^2 \frac{\Delta \rho}{\rho} \right\} \sin^2 \theta + \left\{ \frac{1}{2} \frac{\Delta V_p}{V_p} \right\} \sin^2 \theta \tan^2 \theta + \frac{1}{2} \left( \frac{\Delta V_p}{V_p} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right)$$

$$\frac{\Delta EI}{EI} \approx \left\{ \frac{\Delta V_p}{V_p} - 8 \left( \frac{\Delta V_s}{V_p} \right)^2 \frac{\Delta V_s}{V_s} - \left( \frac{\Delta V_s}{V_p} \right)^2 \frac{\Delta \rho}{\rho} \right\} \sin^2 \theta + \left\{ \frac{\Delta V_p}{V_p} \right\} \sin^2 \theta \tan^2 \theta + \left( \frac{\Delta V_p}{V_p} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right)$$

dengan:

$$\sin^2 \theta \tan^2 \theta = \tan^2 \theta - \sin^2 \theta \quad \text{dan } K = \left( \frac{\Delta V_s}{V_p} \right)^2$$

maka:

$$\frac{\Delta EI}{EI} \approx \frac{\Delta V_p}{V_p} + \frac{\Delta \rho}{\rho} + \frac{\Delta V_p}{V_p} \sin^2 \theta - 8K \frac{\Delta V_s}{V_s} \sin^2 \theta - 4K \frac{\Delta \rho}{\rho} \sin^2 \theta + \frac{\Delta V_p}{V_p} \tan^2 \theta - \frac{\Delta V_p}{V_p} \sin^2 \theta$$

$$\frac{\Delta EI}{EI} \approx \frac{\Delta V_p}{V_p} (1 + \tan^2 \theta) - 8K \frac{\Delta V_s}{V_s} \sin^2 \theta + \frac{\Delta \rho}{\rho} (1 - 4K \sin^2 \theta)$$

Diketahui bahwa:

$$\int \frac{1}{x} dx = \ln x \quad \text{dan} \quad d(\ln x) = \frac{1}{x} dx$$



sehingga:

$$\Delta \ln EI = (1 + \tan^2 \theta) \Delta \ln(V_p) - (8K \sin^2 \theta) \Delta \ln(V_s) + (1 - 4K \sin^2 \theta) \Delta \ln(\rho)$$

diketahui bahwa:

$$a \ln x = \ln x^a ,$$

sehingga:

$$\Delta \ln EI = \Delta \ln V_p^{(1 + \tan^2 \theta)} - \Delta \ln V_s^{(8K \sin^2 \theta)} + \Delta \ln \rho^{(1 - 4K \sin^2 \theta)}$$

Jika kedua ruas diintegrasikan, maka diperoleh:

$$\ln EI = \ln V_p^{(1 + \tan^2 \theta)} - \ln V_s^{(8K \sin^2 \theta)} + \ln \rho^{(1 - 4K \sin^2 \theta)}$$

Karena

$$\ln a - \ln b + \ln c = \ln(ab^{-1}c) ,$$

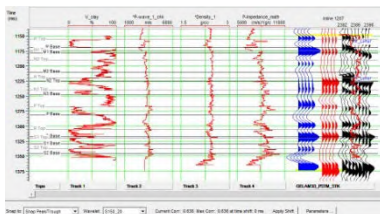
maka persamaan diatas menjadi:

$$\ln EI = \ln \{ V_p^{(1 + \tan^2 \theta)} V_s^{(-8K \sin^2 \theta)} \rho^{(1 - 4K \sin^2 \theta)} \}$$

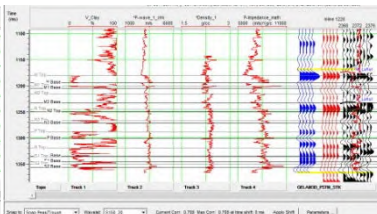
$$EI = V_p^{(1 + \tan^2 \theta)} V_s^{(-8K \sin^2 \theta)} \rho^{(1 - 4K \sin^2 \theta)}$$

***“Halaman ini sengaja dikosongkan”***

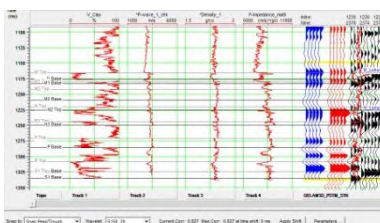
## LAMPIRAN 4 SEISMIK WELL TIE UNTUK SETIAP SUMUR



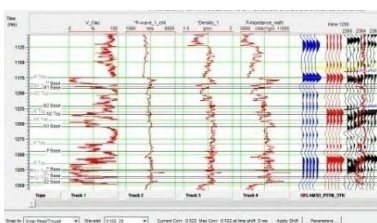
NRT-09



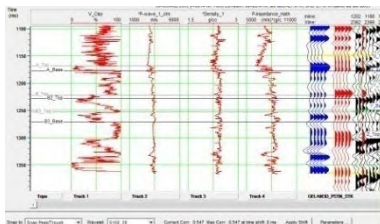
NRT-11



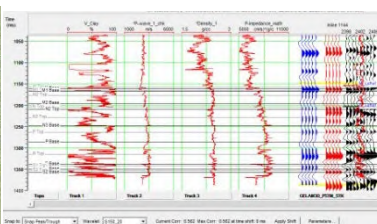
NRT-11ST



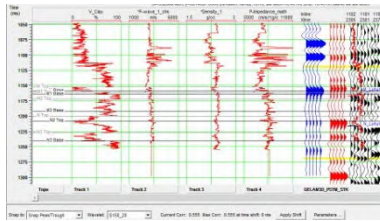
NRT-12



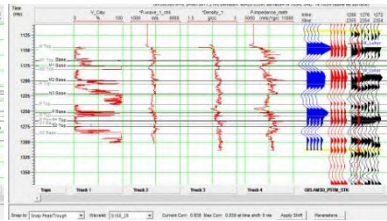
NRT-12ST



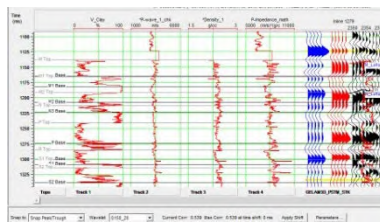
NRT-13



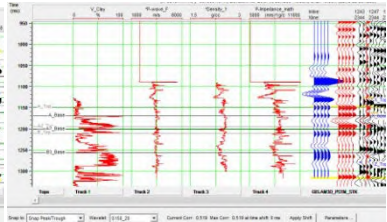
NRT-15



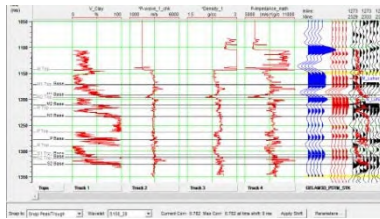
NRT-16



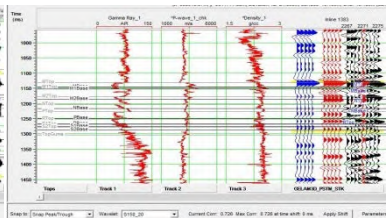
NRT-18



NRT-19



NRT-20



NRT-10

## BIODATA PENULIS



Intan Andriani Putri, anak kedua dari empat bersaudara yang lahir di Garut, 27 Desember 1990. Pendidikan formal ditempuh di SDN Regol VII (1997-2003), SMPN 2 Garut (2003-2006), SMAN 1 Tarogong Kidul yang berubah nama menjadi SMAN 1 Garut (2006-2009), dan S1 bidang studi Geofisika di Jurusan Fisika FMIPA ITS (2010-2014). Selama mengenyam pendidikan penulis aktif dalam organisasi intra dan ekstra kampus. Menjabat sebagai Pradana Putri ADK (2007-2008), Kabirol Kaderisasi HIMASIKA ITS (2011-2012), ketua BSO HIMASIKA ITS (2012-2013), bendahara AAPG ITS SC (2013-2014), dan anggota SEG SC ITS (2013-2014). Penulis sering menjadi paper presenter pada seminar nasional maupun internasional seperti pada ISCSM ITB Bandung 2013, ICTP Malang 2013, AAPG ICE 2012 Singapore, 38<sup>th</sup> IPA Jakarta 2014, dan 39<sup>th</sup> PIT HAGI Solo 2014. Penulis beberapa kali menjadi finalis *student paper contest* seperti pada acara UPN OGIP Yogyakarta 2012, PETROLIDA ITS Surabaya 2013, GK PKM ITS Surabaya 2012, dan GSC UGM Yogyakarta 2013. Salah satu prestasi yang pernah diraih adalah menjadi juara II *Geology Paper Contest Java Region* UGM Yogyakarta dan ketua PKM didanai DIKTI 2012. Prestasi yang pernah dicapai dalam bidang olahraga adalah juara II *Hexos Basketball League* 2007, juara II FMIPA Cup 2013, dan juara I Rektor Cup 2014. Penulis memiliki hobi bermain gitar dan pernah menjadi finalis dalam acara festival band GEMPA FMIPA ITS 2012.